



## Référentiel technique

# Les installations de pompage photovoltaïque



AGENCE NATIONALE POUR  
LA MAÎTRISE DE L'ÉNERGIE  
**ANME**

Un engagement durable et renouvelable

Elaboré par

**Agence Nationale pour la Maitrise de l'Energie (ANME)**

Cité Administrative Montplaisir, Avenue de Japon B.P.213

T +216 71 906 900

F +216 71 904 624

E [boc@anme.nat.tn](mailto:boc@anme.nat.tn)

W [www.anme.nat.tn](http://www.anme.nat.tn)

En partenariat avec

Projet de Renforcement du Marché Solaire en Tunisie

**Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH**

B.P. 753, 1080 Tunis-Cedex Tunesien / Tunisie

T +216 71 901 355

F +216 71 908 960

E [info@giz.de](mailto:info@giz.de)

W [www.giz.de](http://www.giz.de)

Responsables

**Karim Nefzi, ANME**

**Mohamed Ali Farhat, ANME**

**Sana Kacem, ANME**

**Mohamed Maghrebi, GIZ**

#### Historique de modifications

Version	Date	Nature de la révision (Validée par le groupe Ad hoc)
V-1	08-11-2018	Création et Validation

#### Membres du groupe Ad-hoc « Pompage PV »

ANME	Agence Nationale pour la Maitrise de l'Energie
UTAP	Union tunisienne de l'agriculture et de la pêche
APIA	Agence de Promotion des Investissements Agricoles
MARHP	Ministère de l'agriculture, des ressources hydrauliques et de la pêche
CFAD	Centre de Formation et d'Appui à la Décentralisation
CSPV	Chambre Syndicale du Photovoltaïque en Tunisie



## TABLE DES MATIÈRES

<b>Avant-propos</b> .....	6
<b>Systèmes de pompage photovoltaïque</b> .....	7
1. Type de système .....	7
1. Schéma de principe .....	7
<b>Ressources et besoins en eau</b> .....	8
1. Ressources en eau .....	8
1.1. Les eaux de surfaces : .....	8
1.2. Les eaux souterraines .....	9
2. Besoins en eau .....	9
<b>Composants des systèmes de pompage photovoltaïque pour et critères de choix :</b> .....	10
1. Modules photovoltaïques .....	10
2. Supports de modules .....	10
2.1. Types de supports .....	10
2.2. Caractéristiques techniques .....	10
2.3. Matériaux constitutifs .....	10
2.4. Notes de calcul .....	11
3. Onduleur/variateur de pompage photovoltaïque .....	11
3.1. Types d'onduleurs/variateurs de pompage photovoltaïque .....	11
3.2. Caractéristiques des onduleurs/variateurs de pompage photovoltaïque .....	11
3.3. Critères de choix .....	12
4. Groupe électropompe .....	12
4.1. Critères de choix .....	12
5. Câblage des systèmes de pompage photovoltaïque .....	12
5.1. Câblages côté courant continu .....	13
5.2. Câblage côté courant alternatif .....	13
5.3. Connecteurs .....	14
5.4. Kit de connexion pour pompe immergée .....	14
5.5. Câblage de mise à la terre .....	14
6. Organes de protection .....	15
6.1. Boîte de jonction .....	15
6.2. Coffret DC .....	16
6.3. Fusibles DC : .....	16
6.4. Portes fusibles .....	17
6.5. Interrupteur sectionneur DC : .....	17
6.6. Parafoudres DC .....	17
6.7. Coffret AC .....	18
6.8. Disjoncteur différentiel .....	18
6.9. Organes de coupure d'urgence .....	18
<b>Conception et dimensionnement des systèmes de pompage photovoltaïque</b> .....	20
1. Définition du besoin électrique .....	20
1.1. Détermination des besoins en eau .....	20
1.2. Hauteur manométrique totale .....	20
1.3. Calculs des besoins électriques .....	20
2. Evaluation du gisement solaire local .....	21
2.1. Angle d'inclinaison optimale .....	21
2.2. Contraintes d'ombrage .....	21
3. Performance d'une installation de pompage photovoltaïque .....	22
3.1. Puissance crête et performances des modules .....	22
3.2. Rendement de l'onduleur/variateur .....	22
3.3. Calcul des Pertes .....	22
3.4. Rendement global de l'installation de pompage photovoltaïque .....	23
4. Puissance crête du générateur photovoltaïque .....	24
5. Dimensionnement du champ photovoltaïque .....	24
5.1. Nombre de modules par chaîne : .....	24
5.2. Nombre de modules en parallèle : .....	25
6. Choix de l'onduleur/variateur .....	25
7. Dimensionnement des câbles DC .....	25
7.1. Courant admissible des câbles dans la partie DC .....	25
7.2. Chute de tension dans la partie DC .....	26

8.	Dimensionnement des câbles AC .....	27
8.1.	Courant admissible dans la partie AC .....	27
8.2.	Chute de tension dans la partie AC : .....	27
9.	Choix des composants des organes de protection .....	27
	<b>Installation et mise en service</b> .....	28
1.	Installation du champ photovoltaïque .....	28
1.1.	Choix de l'emplacement .....	28
1.2.	Implantation des structures .....	28
1.3.	Fixation des modules .....	29
2.	Installation de l'onduleur/variateur .....	29
3.	Installation des organes de protection .....	30
3.1.	Mise en œuvre des boîtes de jonction et des coffrets DC .....	30
3.2.	Mise en œuvre des coffrets AC .....	30
4.	Câblage .....	31
4.1.	Partie courant continu .....	31
4.2.	Partie courant alternatif .....	32
4.3.	Mise à la terre des composants d'une installation de pompage photovoltaïque .....	32
5.	Signalisation .....	32
5.1.	Identification des composants .....	32
5.2.	Etiquetage .....	33
6.	Mise en service .....	34
6.1.	Inspection visuelle .....	34
6.2.	Mesures .....	35
7.	Dossier Technique .....	35
	<b>Maintenance et exploitation de l'installation de pompage photovoltaïque</b> .....	36
1.	Isolement de l'installation de pompage photovoltaïque .....	36
2.	Entretien et maintenance .....	36
2.1.	Types de maintenance et périodicité .....	36
3.	Contrat de maintenance .....	37
	<b>Annexes</b> .....	38
1.	Annexe 1 : Eléments à considérer dans les études des structures : .....	38
2.	Annexe 2 : Etudes de cas .....	41
3.	Annexe 4 : Schéma multifilaire de référence (installation de pompage photovoltaïque) .....	47
4.	Annexe 5 : Niveau keraunique par gouvernorat .....	48

## LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Impact de l'orientation et de l'inclinaison des modules sur le productible d'un module photovoltaïque .....	21
Figure 2 : Châssis lestés sur une toiture .....	28
Figure 3 : Châssis ancré sur une toiture .....	29
Figure 4 : Connecteur DC mâle-femelle .....	31
Figure 5 : Cartes des vitesses de vent $V_{b,0}$ [m/s] estimées à partir du potentiel d'énergie éolienne .....	38
Figure 6 : Représentation du coefficient d'exposition $c_e(z)$ pour $c_o = 1,0$ et $k_l = 1,0$ .....	39

## AVANT-PROPOS

Dans le cadre de la mise en œuvre de la politique de l'état dans le domaine des énergies renouvelables et spécialement la promotion des systèmes de pompage photovoltaïque, l'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie (ANME) compte mobiliser les potentiels importants dans cette activité à travers une approche méthodique, transparente et garantissant la qualité et la conformité des prestations fournies à un référentiel technique.

Ce référentiel a été élaboré par l'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie (ANME) en partenariat avec le projet "Renforcement du Marché Solaire en Tunisie" (RMS), lancé par la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.

L'objectif de ce référentiel technique est de mettre à la disposition des différents intervenants et opérateurs dans le domaine, un document de référence pour la conception, la fourniture, l'installation et l'exploitation des installations de pompage photovoltaïque dans le respect de critères de qualité et de durabilité.

En se référant à ce document, les intervenants et opérateurs du secteur seront en mesure de :

- Dimensionner et choisir les composants des systèmes de pompage photovoltaïque selon les besoins des utilisateurs ;
- Analyser et valider les dossiers et les propositions techniques relatifs à la réalisation de systèmes de pompage photovoltaïque ;
- Assurer la réception technique des installations de pompage photovoltaïque en conformité aux dossiers techniques, selon les règles de l'art et en respectant la meilleure performance technique et énergétique ;
- Conseiller et orienter les intervenants et les clients pour réaliser les installations photovoltaïques susmentionnées répondant aux exigences et normes en vigueur.

Le présent référentiel est destiné aux :

- Etablissements concernés par le développement des énergies renouvelables dans le secteur agricole (ANME, APIA, Commissariats régionaux au développement agricole, ...) ;
- Fournisseurs et installateurs des systèmes photovoltaïques autonomes ;
- Clients de ces types d'application (agriculteurs, associations ...) ;
- Opérateurs de service dans le domaine ;

## SYSTEMES DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE

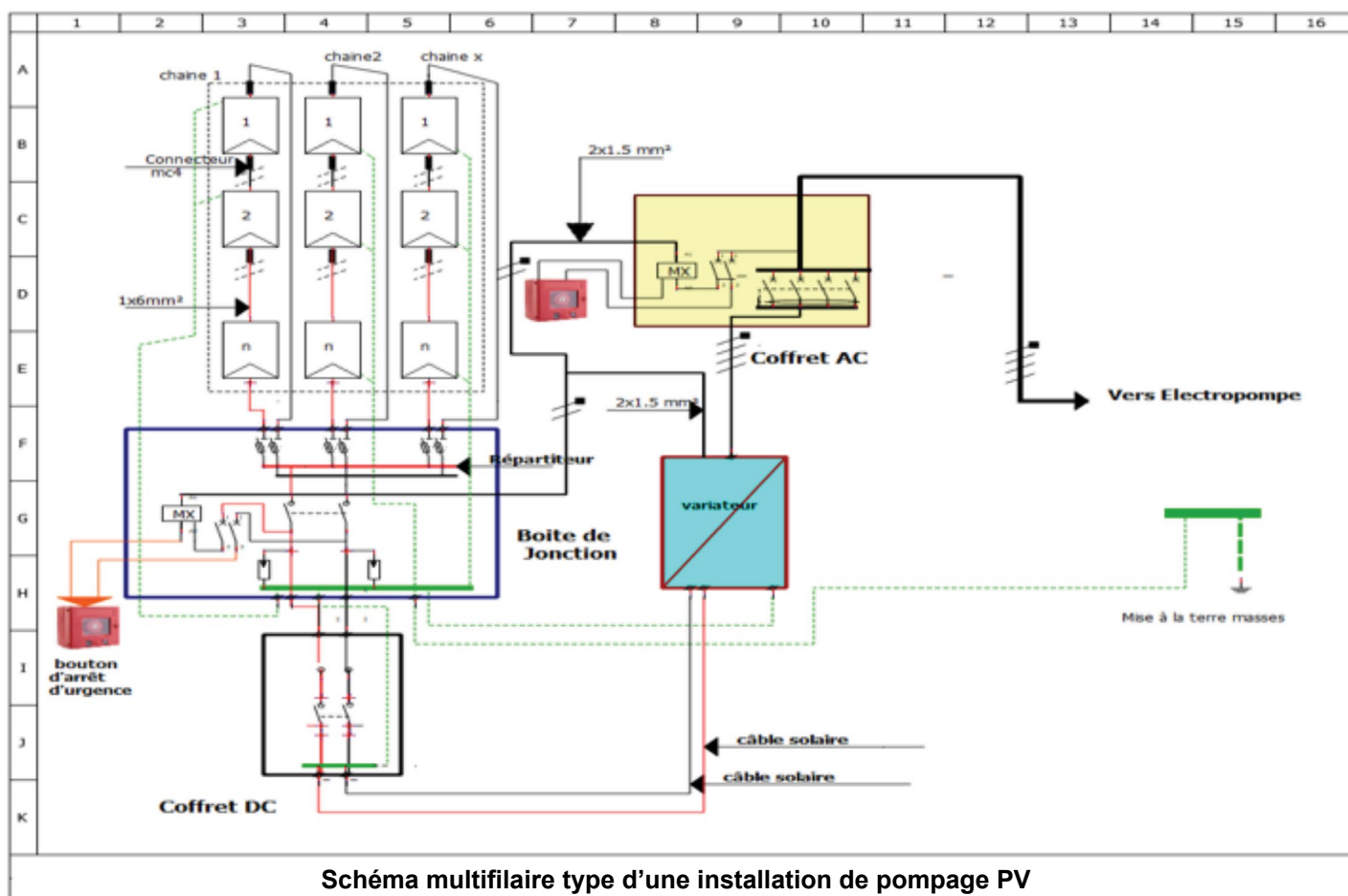
A travers les systèmes de pompage photovoltaïque, l'énergie produite est directement utilisée par le groupe électropompe pour pomper de l'eau, l'utiliser directement ou le stocker dans un réservoir.

### 1. Type de système

Dans ce référentiel, on définit les exigences minimales à respecter pour la conception, la mise en œuvre, la mise en service et le service après-vente d'un générateur photovoltaïque permettant le fonctionnement au fil du soleil d'une électropompe.

### 2. Schéma de principe

Le schéma de principe d'un système de pompage photovoltaïque présenté ci-après est donné à titre indicatif, pour chaque type de système fourni, le maître d'œuvre est tenu de présenter un schéma de principe exhaustif et représentatif du système à installer.



## RESSOURCES ET BESOINS EN EAU

### 1. Ressources en eau

En raison de sa position géographique, la Tunisie est soumise à l'influence de deux climats, l'un méditerranéen au Nord et l'autre saharien au Sud qui sont à l'origine d'une variabilité spatio-temporelle des ressources en eau. La pluviométrie moyenne annuelle varie de moins de 100 mm à l'extrême Sud à plus de 500 mm au Nord du pays. Cette situation fait de la Tunisie un pays à ressources en eau relativement rares et irrégulières.

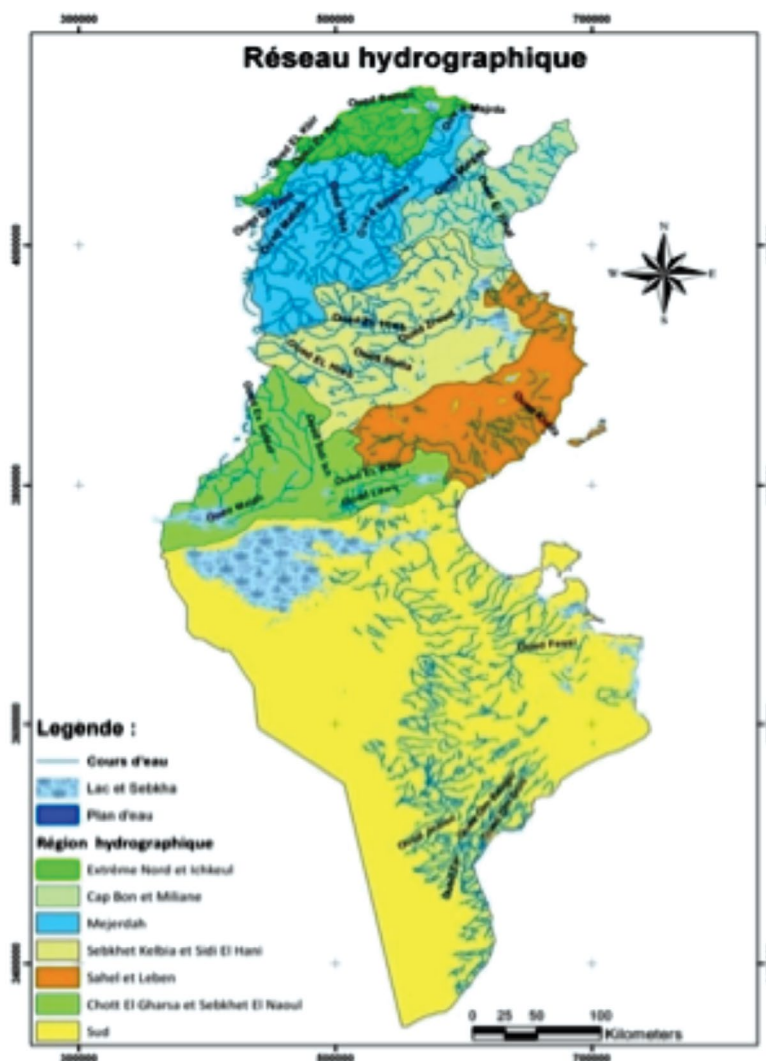
Les caractéristiques climatiques de la Tunisie :

Précipitation :

- Variabilité spatiale:
  - Nord : 400 mm à 1000 mm
  - Centre : 200 mm à 400 mm
  - Sud : moins de 100 mm
- Variabilité temporelle :
  - La pluviométrie annuelle et mensuelle est très variable dans le temps
  - Pluviométrie en excès : 90 Milliards m<sup>3</sup>/an (1969-1970)
  - Pluviométrie moyenne : La Tunisie reçoit en moyenne 230 mm/an, soit 36 Milliards m<sup>3</sup>/an
  - Pluviométrie Sécheresse : 11 Milliards m<sup>3</sup>/an

#### 1.1. Les eaux de surfaces

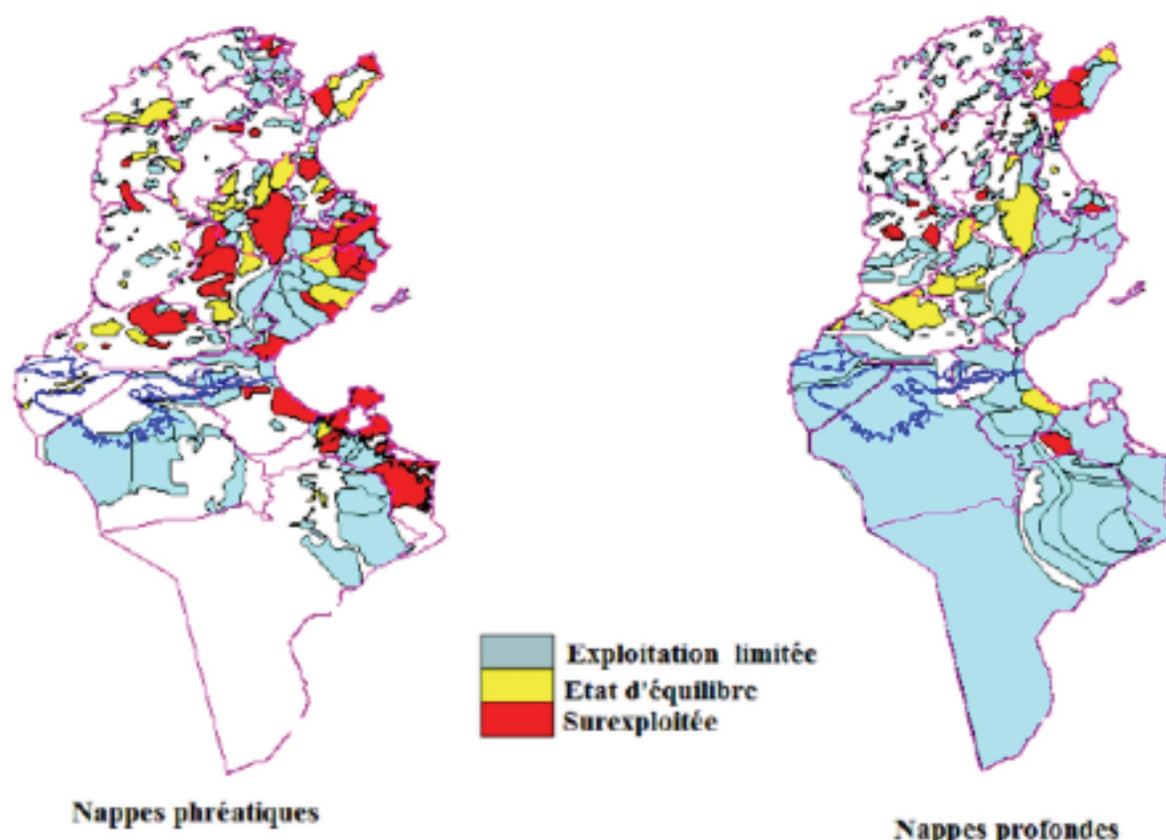
La moyenne interannuelle des apports en eau de surface est estimée à 2,7 milliards de m<sup>3</sup> par an dont environ 80% proviennent des régions du nord du pays.





## 1.2. Les eaux souterraines

Les ressources des nappes profondes sont évaluées à 1429 Mm<sup>3</sup> /an. L'exploitation a connu une progression remarquable, elle dépasse actuellement 1700 Mm<sup>3</sup> /an. Cette exploitation se fait par le biais d'environ 22000 forages dont la moitié est illicite.



## 2. Besoins en eau

Le tableau suivant (extrait de l'article Mekonnen and Hoekstra (2011b)) présente des valeurs moyennes annuelles par hectare des besoins en eau des principales cultures dans les différentes régions du pays.

Le choix du groupe électropompe dépend des besoins en eau journaliers des cultures. Ces besoins sont généralement exprimés en m<sup>3</sup>/ha/an. Ils doivent tenir compte de la durée de développement de chaque type de culture et exprimés en conséquence en l/s.

Culture	*Besoin annuel en eau (m <sup>3</sup> /ha)		
	Nord	Centre	Sud
Amandes	9220	9550	11780
Orge	4570	4710	6070
Carottes	6340	6650	7760
palmier dattier	—	—	13350
Figues	7780	8030	9920
les raisins	7160	7510	8730
Olives	8150	8420	10390
Des oranges	7780	8020	9480
pomme de terre	3550	3660	4310
Tomates	3510	3640	4500
Blé	4980	5120	6610

\* Lors de la détermination des besoins journaliers et mensuels, il faut tenir compte de la durée de développement de la culture.

# COMPOSANTS DES SYSTÈMES DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE POUR ET CRITÈRES DE CHOIX

## 1. Modules photovoltaïques

Les modules photovoltaïques convertissant la lumière en électricité. Ils jouent le rôle de générateur dans les systèmes photovoltaïques autonomes.

Quelle que soit leur technologie, les modules photovoltaïques doivent être conformes aux normes :

- CEI 61215 : Modules photovoltaïques au silicium cristallin pour application terrestre- Qualification de la conception et homologation ;
- CEI 61646 : Modules photovoltaïques en couches minces à usage terrestre- Qualification de la conception et homologation ;
- CEI 60904-3 : Dispositifs photovoltaïques - Partie 3 : Principes de mesure des dispositifs solaires photovoltaïques à usage terrestre incluant les données de l'éclairement spectral de référence ;
- CEI 61 730 : qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques ;
- EN 50 548 : Boîtes de connexion pour module photovoltaïque ;
- NF EN 50380: Spécifications particulières et informations sur les plaques de constructeur pour les modules photovoltaïques,

Pour l'admissibilité au marché national, les modules photovoltaïques doivent avoir un certificat d'homologation délivré par l'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie (ANME).

Pour chaque module photovoltaïque installé, les données réelles déterminées par le « Flash test » doivent être fournies au client et dans le dossier technique.

## 2. Supports de modules

### 2.1. Types de supports

Les types de supports à utiliser sont :

- Structure posée ou ancrée au sol
- Structure fixée sur toiture / terrasse
- Structure fixée sur charpente sauf indication contraire.

### 2.2. Caractéristiques techniques

Les supports des modules photovoltaïques à utiliser devront être métalliques. Cette charpente est réalisée en aluminium ou en acier galvanisé à chaud. Ce choix de matériau est justifié par des contraintes telles que :

- Résistance mécanique (vent) ;
- Tenue aux effets des intempéries (corrosions, etc.) ;
- Conductivité thermique ;
- Facilité d'assemblage ;
- Poids, etc.

### 2.3. Matériaux constitutifs

Les matériaux constitutifs des supports de modules PV doivent être capables de résister à 10 ans d'exposition extérieure sans corrosion ou fatigue notables.

Les matériaux constitutifs suivants sont admis :

- Acier galvanisé à chaud en conformité aux exigences de la norme ISO 1461:2009 (Revêtements par galvanisation à chaud sur produits finis en fonte et en acier : Spécifications et méthodes d'essai) ;
- Aluminium anodisé

Les autres types de matériaux tels que le bois ne sont pas acceptés.

## 2.4. Notes de calcul

Les notes de calcul des structures y compris leurs lestage devront être réalisées par des bureaux spécialisés dans les études des structures et conformément aux normes suivantes :

- CM66 : Règles de calcul des constructions en acier
- NFE25.007 : Éléments de fixation - Conditions de commande et de livraison.
- NFE25.812 : Boulonnerie de construction à haute résistance apte à la précontrainte -système HRC - Boulons à précontrainte calibrée et sa mise à jour
- EN10025 : Produits laminés à chaud en aciers de construction
- NFP22.411-22.431-22.462-22.470-22.471-22.800 Construction métallique- Assemblages rivés - Exécution des assemblages
- Eurocode 9 : Calcul des structures en alliages d'aluminium
- AL76 : Règles de conception et de calcul des charpentes en alliages d'aluminium
- EN 1090-2+ A1 Exécution des structures en acier et des structures en aluminium - Partie 2 : exigences techniques pour les structures en acier
- NF EN1999 : Calcul des structures en aluminium

Pour les installations de pompage photovoltaïque de puissance supérieure à 15kWc, les notes de calcul devront être approuvées par un bureau de contrôle.

Les éléments à considérer dans les études des structures sont mentionnés en annexe.

## 3. Onduleur/variateur de pompage photovoltaïque

Un variateur de pompage photovoltaïque est un dispositif d'électronique de puissance qui permet de convertir une tension et un courant continu en une tension et un courant alternatif. On distinguera donc toujours la partie continue notée DC, en amont du variateur, et la partie alternative notée AC en aval du variateur. Les variateurs de pompage photovoltaïque doivent être conformes aux normes :

- CEI 62109-1 : Sécurité des convertisseurs de puissance utilisés dans les systèmes photovoltaïques - Partie 1 : exigences générales.
- CEI 61800-3 C3 : Entraînements électriques de puissance à vitesse variable, partie 3 : exigences de CEM et méthodes d'essais spécifiques, catégorie C3 (environnement 1)
- CEI 61800-3 C2 : Entraînements électriques de puissance à vitesse variable, partie 3 : exigences de CEM et méthodes d'essais spécifiques, catégorie C2 (environnement 2)

### 3.1. Types d'onduleurs/variateurs de pompage photovoltaïque

Les types de variateurs pour systèmes de pompage photovoltaïque diffèrent essentiellement selon la forme de l'onde du signal de sortie et les techniques utilisés pour la conversion DC/AC ou DC/DC

### 3.2. Caractéristiques des onduleurs/variateurs de pompage photovoltaïque

La transformation du courant continu en courant alternatif, nécessaire pour améliorer le rendement et la fiabilité du système de pompage photovoltaïque, se fait par l'intermédiaire d'un onduleur ou variateur de fréquence. Ce dernier permet une variation de la vitesse de la pompe en fonction de l'ensoleillement, et de faire un suivi de la puissance maximale des modules de façon à optimiser le volume d'eau extrait. Certains fournisseurs de systèmes de pompage photovoltaïque proposent des kits intégrés onduleur-électropompe solaire.

Les principales caractéristiques des onduleurs /variateurs sont :

- Puissance (nominale et de démarrage),
- Courant d'entrée DC maximal,
- Tension de sortie AC et plage de fréquence de fonctionnement,
- Courant de charge maximal (lors de l'appel de puissance maximale) : il doit être supérieur au courant maximal de l'électropompe,
- Courant de charge nominal : il doit être supérieur au courant nominal de l'électropompe,
- Fonction de conversion optimale d'énergie (MPPT),
- Détection de brusques changements de conditions (éclairage énergétique),
- Critères d'arrêt sélectionnables (fréquence et/ou puissance),

- Critères de démarrage en fonction de l'heure, de la fréquence et de la tension du générateur photovoltaïque (afin de limiter le nombre de démarrages) ,
- Fonction de détection du fonctionnement à sec de la pompe,
- Fonction de détection du niveau maximum du réservoir d'eau,
- Fonction de détection de faible puissance,
- Mode de redémarrage,
- Indice de protection: IP 54 pour les installations intérieures, et IP 65 pour les installations extérieures,
- Affichage et monitoring,
- Protection contre le défaut de terre,
- Protection contre les surtensions,
- Protection contre les températures élevées,
- Dimensions et poids,
- Certifications et rapports de test,
- Garantie et service après-vente.

### 3.3. Critères de choix

En fonction de la taille de l'installation, du lieu d'implantation et des exigences du client, les critères de choix sont à déterminer en se référant aux caractéristiques ci-dessus mentionnées.

## 4. Groupe électropompe

Le groupe électropompe à utiliser doit fonctionner en courant alternatif monophasé ou triphasé, et à haut rendement et ayant des caractéristiques (HMT, débit (l/s)...) permettant de satisfaire les besoins en eau du client et selon la capacité hydraulique du point d'eau.

Les matériaux utilisés pour le groupe électropompe doivent être choisis en fonction des caractéristiques physico-chimiques de l'eau.

### 4.1. Critères de choix

Lors du choix du groupe électropompe, les éléments importants sont à considérer :

- Niveau d'immersion de la pompe,
- Courbe de performance (débit, HMT),
- Besoins en eau,
- Débit instantané (l/s),
- Capacité hydraulique du point d'eau,
- Caractéristiques physicochimiques de l'eau et matériaux de l'électropompe,
- Mode d'utilisation : direct, vers réservoir d'eau,
- Plage de fréquence de fonctionnement,
- Tension de fonctionnement et mode d'alimentation électrique (monophasé, triphasé),
- Nombre de tours/min,
- Garantie,
- Certification et rapport de test.

## 5. Cablage des systèmes de pompage photovoltaïque

Le câblage est un élément important dans l'installation des systèmes de pompage photovoltaïque et il doit être fait en respectant les règles de l'art et les normes techniques et de sécurité.

Les câbles électriques utilisés pour les installations de pompage photovoltaïque doivent répondre à des critères spécifiques conformément aux normes et guides suivants :

- NF C 15-100 : Installations électriques à basse tension,
- IEC 60228 : Âmes des câbles isolés,
- UTE C 32-502 : Guide pour les câbles utilisés pour les systèmes photovoltaïques,
- Guide UTE C15-105 : Installations électriques à basse tension - Guide pratique - Détermination des sections de conducteurs et choix des dispositifs de protection - Méthodes pratiques,
- BS 6920 : Adaptation de produits non-métalliques pour l'utilisation en contact avec l'eau potable pour la consommation humaine en considérant leurs effets sur la qualité de l'eau,
- La norme d'immersion H07RN8-F.

## 5.1. Câblages côté courant continu

Les câbles de la partie DC servent à acheminer le courant DC du générateur photovoltaïque au à l'onduleur/variateur, et de ce dernier vers le groupe électropompe.

### Types

Les câbles solaires sont de types mono-conducteur Cuivre à double isolation 1000V, de type C2 (non propagateur de la flamme), AN3 (Résistant au UV) et avec une température admissible sur l'âme d'au moins 90°C en régime permanent.

### Caractéristiques

Le câble doit avoir les caractéristiques techniques minimales suivantes :

- Unifilaire,
- AN3 : Résistant aux UV ,
- Température permanente de l'âme 90°C minimum,
- Plage de température élevée (- 20 ° à + 100 °C),
- Tension de service selon branchement du champ PV (jusqu'à 1 000 V DC),
- Non propagateur de la flamme (C2 minimum).
- Résistivité : Cuivre  $\rho_{70} = 1,25 \rho_0 = 0,02314 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$  à 70°C

Les normes internationales (CEI 228)et françaises (NF C 32-013)retiennent quatre classes de souplesse :

- Classe 1 : âmes massives pour installations fixes
- Classe 2 : âmes rigides câblées ; nombre minimal de brins imposé (multibrins)
- Classe 5 : âmes souples pour installations mobiles (multibrins)
- Classe 6 : âmes extrasouples ; diamètre maximal des brins imposé (multibrins)

### Critères de choix

Les principaux critères de choix des câbles en plus des caractéristiques ci-dessus mentionnées :

- Le courant admissible du câble doit être égal ou supérieur à 1,25 fois  $I_{scSTC}$  de la chaîne PV.
- Section à déterminer de façon à ce que la chute de tension maximale soit (pour réduire les pertes énergétiques) :
  - Inférieure à 2 % entre le générateur photovoltaïque et l'onduleur/variateur
  - Inférieure à 1% entre l'onduleur/variateur et le groupe électropompe
- Certifications

## 5.2. Câblage côté courant alternatif

Les câbles AC servent à alimenter à partir de l'onduleur/variateur le groupe électropompe.

### Types

Câbles immergés

### Caractéristiques

- Composition : multiconducteur, flexible, isolé et étanche
- Ame : cuivre
- Matière d'isolation : PVC
- Très bonne résistance au sel et au chlore
- Accrédité ACS (attestation de conformité sanitaire)
- Température d'utilisation du câble :
  - pose fixe dans l'air : -40°C à +70°C
  - pose mobile dans l'air : -25°C à +70°C
  - pose fixe dans l'eau : +50°C
- Tension nominale : 600V-1000V
- Immersion permanente AD8 selon NF C 15-100
- Profondeur d'immersion : 250 m - 25 bars
- Résistance linéique à 20°C selon IEC 60228
- Repérage des conducteurs :
  - Disposition avec vert-jaune: Noir-bleu-V/J ; Noir-bleu-brun-V/J ; Noir-bleu-brun-gris-V/J
  - Disposition sans vert-jaune: brun-bleu; Noir-bleu - brun ou brun-noir-gris; Noir-bleu-brun-gris



### **Critères de choix**

En plus des caractéristiques ci-dessus mentionnées, le choix des câbles AC doit être effectué de façon à ce que la chute de tension relative maximum autorisée entre l'onduleur/variateur et le groupe électropompe soit inférieure à 1%.

### **5.3. Connecteurs**

Les connecteurs sont des accessoires qui permettent de connecter les câbles entre les modules photovoltaïques et les boîtes de jonctions ou les coffrets DC. Tous les points de connexions nécessaires à la réalisation d'une chaîne photovoltaïque dont la tension  $U_{ocmax}$  est supérieure à 60V, doivent être assurés par des connecteurs y compris à ses extrémités.

Les connecteurs doivent être conformes à la norme NF EN 50521.

#### **Types**

- Compatible MC4 simple ou double, mâle et femelle

#### **Caractéristiques**

Les connecteurs doivent avoir les caractéristiques minimales suivantes :

- Chaque couple mâle/femelle doit être de même marque et de même type,
- Sertissage avec un outil validé par le constructeur,
- Démontables avec un outil (par construction ou installation) si accessibles à des personnes non averties,
- Simplement enfichable (pas de raccord à vis, pas de soudure) ,
- Protection contre les contacts directs,
- Résistants aux UV,
- Indice de protection: IP 54 minimum.

### **Critères de choix**

Selon leur usage, le choix des connecteurs doit prendre en considération les caractéristiques ci-dessus mentionnées.

### **5.4. Kit de connexion pour pompe immergée**

C'est un kit permettant la connexion électrique permanente de la pompe immergée.

#### **Types**

Deux types sont disponibles :

- kit thermo-rétractable
- Kit de raccordement en résine

#### **Caractéristiques**

Le kit de connexion de la pompe immergée doit respecter les critères suivants :

- Etanche,
- Résistant aux fortes pressions,
- Utilisable jusqu'à 1000 volts,
- Compatible avec les câbles immergés,
- Classe d'étanchéité IP68.

### **Critères de choix**

Selon leur usage, le choix du kit de connexion de la pompe immergée doit prendre en considération les caractéristiques ci-dessus mentionnées.

### **5.5. Câblage de mise à la terre**

La prise de terre est la base de la protection des personnes et matériels contre les contacts indirects. Elle permet de raccorder au potentiel « 0 » de la terre les masses métalliques de l'installation grâce aux conducteurs de protection. Ceci inclut les cadres de tous les modules, tous les éléments de la structure,

les chemins de câbles métalliques, les armoires métalliques, les coffrets électriques, les parafoudres, et l'onduleur/variateur.

La mise à la terre de l'installation photovoltaïque autonome doit respecter les exigences du/de :

- Guide UTE C 15-400 Installations électriques à basse tension - Guide pratique
- La norme NF EN 60664-1 (C 20-040-1) : Coordination de l'isolement des matériels dans les systèmes (réseaux) à basse tension Partie 1 : Principes, exigences et essais.
- La norme NF C 15-100 : Installations électriques à basse tension

### **Types**

Vert/ jaune souple ou rigide

### **Caractéristiques**

Pour garantir une bonne terre dans les installations photovoltaïques, la longueur du piquet de terre doit être supérieure ou égale à 1,5 m.

Le câble principal de champ photovoltaïque jusqu'au coffret DC doit être de 10mm<sup>2</sup> au minimum. Les dérivations de terre à partir de ce câble principal sont à réaliser par des câbles vert-jaune de 6 mm<sup>2</sup>. Pour le piquet de terre, la section du câble de terre doit être supérieure ou égale à 16mm<sup>2</sup>.

### **Critère de choix**

Le choix des câbles de mise à la terre doit prendre en considération les caractéristiques ci-dessus mentionnées.

## **6. Organes de protection**

Pour éviter les dangers pour les personnes ainsi que les dommages pouvant intervenir sur les composants de l'installation photovoltaïque autonome, il est nécessaire de mettre en place des organes de protections.

Les protections d'une installation photovoltaïque pour l'électrification rurale sont assurées à travers:

- Les boîtes de jonction
- Le coffret DC
- Le coffret AC
- Les coupures d'urgence

### **6.1. Boîte de jonction**

La boîte de jonction est l'enveloppe dans laquelle des chaînes photovoltaïques sont reliées électriquement et où peuvent être placés les dispositifs de protection éventuels.

La mise en place d'une boîte de jonction est obligatoire dans le cas de la nécessité de mise en place de la coupure d'urgence. Dans ce cas, elle devrait être à proximité du champ photovoltaïque.

Elle doit répondre aux exigences des normes IEC 60364-7-712, UTE C 15-712-2 et UTE C61-740-510.

### **Types et caractéristiques**

Les boîtes de jonction doivent être non propagatrice de la flamme, classe II et leur indice de protection diffère selon l'emplacement de leur installation :

- Installation extérieure : IP 65
- Installation intérieure (local à proximité des chaînes PV) : IP54

La boîte de jonction doit avoir les dimensions nécessaires pour intégrer les organes de protections suivants.

1. Fusibles si applicables,
2. Parafoudre : obligatoire dans les zones concernées,
3. Coupure d'urgence si applicable (sectionneur relié à une bobine à déclenchement).

### **Critère de choix**

Le choix du coffret de la boîte de jonction doit respecter les critères minimums suivants :

- Etanchéité,
- Résistance aux UV (si extérieure),
- Dimensions permettant d'intégrer les organes de protections.

## **6.2. Coffret DC**

Le coffret de protection DC est un coffre fermé destiné à intégrer des organes de protection. Il doit répondre aux exigences des normes IEC 60364-7-712, UTE C 15-712-2 et UTE C61-740-510.

La mise en place du coffret DC est obligatoire en absence d'une boîte de jonction.

### **Types et caractéristiques**

Le coffret DC doit être non propagateur de la flamme, classe II et son indice de protection diffère selon l'emplacement de leur installation :

- Installation extérieure : IP 65
- Installation intérieure (local à proximité des chaînes PV) : IP54

Il doit avoir les dimensions nécessaires pour intégrer les organes de protections suivants.

1. Fusibles si applicables et en l'absence d'une boîte de jonction,
2. Parafoudre : si applicable et si la distance entre la boîte de jonction et le coffret dépasse les 10m,
3. Interrupteur sectionneur,
4. Coupure d'urgence si applicable et en l'absence de boîte de jonction (sectionneur relié à une bobine à déclenchement)

### **Critères de choix**

Le choix du coffret doit respecter les critères minimums suivants :

- Etanchéité,
- Résistance aux UV (si extérieure),
- Dimensions permettant d'intégrer les organes de protections.

## **6.3. Fusibles DC**

Les fusibles sont des organes permettant une protection complète contre les surcharges et les courts-circuits.

Ils doivent être conformes aux exigences de la norme CEI 60282-1 et de la norme NF EN 60269-6 (CEI 60-200-6) Fusibles basse tension - Partie 6: Exigences supplémentaires concernant les éléments de remplacement utilisés pour la protection des systèmes d'énergie solaire photovoltaïque. Ils doivent aussi respecter les Règles de l'UTE 15-712 -1 juillet 2013, section 8.1.12 : Définition du calibre du fusible (principe de la protection),

### **Types et caractéristiques**

Les types et les principales caractéristiques des fusibles sont :

- Fusible gPV: fusible spécifique côté DC des installations PV,
- Fusibles cylindriques pour protection des courants de défaut compris entre 1,3 In et 3 In des chaînes photovoltaïques (PV) jusqu'à 1000 V DC avec cartouches de type « gPV »,
- La tension assignée minimum du fusible doit être supérieure à la tension maximale du générateur photovoltaïque ( $U_{ocmax}$ ) à  $-10^{\circ}C$ .

### **Critère de choix**

En fonction du générateur photovoltaïque, le choix des fusibles DC doit tenir compte des caractéristiques ci-dessus mentionnées

## 6.4. Portes fusibles

C'est un appareil électrique de protection capable d'ouvrir ou de fermer un circuit sous l'action manuelle d'un technicien afin d'isoler les circuits électriques d'alimentation du réseau.

Le sectionneur porte-fusibles a deux fonctions :

- La fonction consignation-isolément réalisée par le sectionneur.
- La fonction de protection par fusible.

Il doit être utilisé conformément aux exigences de la norme NF C 15-100.

Ce sont des supports de fusibles pour applications solaires. Ils doivent être conformes aux exigences des normes et standards suivants :

- DIN 43620 : Coupe-circuits B.T. à fusibles à haut pouvoir de coupure avec couteaux de contact
- NFC 60629, 63210, 63211, 63220
- EN 60947-1-3-5
- NF/EN 60269-1
- IEC 605289

### **Caractéristiques :**

Le sectionneur porte-fusible doit au moins répondre aux exigences suivantes :

- Tenue au feu : 960 °C conformément à l'IEC 60695-2-1
- Résistance de court-circuit : conformément à l'IEC 60947-3
- Courant assigné de crête admissible : conformément à l'IEC 60269-1
- Degré de protection : IP 20 conformément à la norme IEC 60 529
- Température de fonctionnement minimale : -20 °C
- Température de fonctionnement maximale : 90 °C

### **Critères de choix :**

En fonction des fusibles à installer, le choix des portes fusibles DC doit tenir compte des caractéristiques ci-dessus mentionnées.

## 6.5. Interrupteur sectionneur DC

L'interrupteur sectionneur DC est un interrupteur répondant aux conditions d'isolement spécifiées par les normes pour un sectionneur. Le sectionneur est un appareil de connexion qui satisfait, en position d'ouverture, aux prescriptions spécifiées pour la fonction sectionnement.

Les interrupteurs sectionneurs doivent être conformes aux exigences de la norme NF EN 60947-3 (C 63-130) Appareillage à basse tension - Partie 3 : Interrupteurs, sectionneurs, interrupteurs sectionneurs et combinés-fusibles.

### **Types et caractéristiques**

L'interrupteur sectionneur à utiliser doit être à courant continu.

La tension de l'interrupteur sectionneur  $U_{sec}$  doit être  $> V_{ocmax}$  champ PV à -10°C.

Son intensité  $I_{sec}$  doit être  $> 1,25 \times I_{sc}$  champ PV à  $T_{max}$ .

### **Critères de choix :**

Le choix de l'interrupteur sectionneur doit tenir compte des caractéristiques ci-dessus mentionnées et de ses certifications.

## 6.6. Parafoudres DC

Compte tenu de la sensibilité et de l'implantation des modules photovoltaïques, une attention particulière doit également être portée à la protection contre les effets directs de la foudre, en particulier pour les installations de taille importante et ce, conformément aux normes NF EN 62305-1 à -3 (C 17-100-1 à -3) et NF C 17-102.

L'installation de parafoudre est imposée uniquement dans les régions où le niveau kéraunique est supérieur à 25.

De ce fait, seuls les projets à réaliser dans les régions de Bizerte, Kasserine, Kairouan, Sousse, Monastir, Djerba, Nabeul et Jendouba sont concernés par cette exigence. (Voir carte en annexe)

Les parafoudres DC doivent être conformes aux exigences des normes :

- NF EN 61643-11 (C 61-740) Parafoudres basse-tension - Partie 11: Parafoudres connectés aux systèmes de distribution basse tension - Prescriptions et essais,
- UTE C 61-740-52 Parafoudres basse tension - Parafoudres pour applications spécifiques incluant le courant continu - Partie 52: Principes de choix et d'application - Parafoudres connectés aux installations photovoltaïques (en cours d'élaboration),
- NF EN 50539-11 (C 61-739-11) Parafoudres basse tension - Parafoudres pour applications spécifiques incluant le courant continu - Partie 11: Exigences et essais pour parafoudres connectés aux installations photovoltaïques.

### **Critères de choix**

Les parafoudres à installer dans les installations photovoltaïques autonomes doivent être de type 2, 1000 VDC.

## **6.7. Coffret AC**

Le coffret de protection AC est un coffre fermé destiné à intégrer des organes de protection côté AC. Il doit répondre aux exigences de la norme NFC 15-100 et aux prescriptions du guide UTE C15-712-1

Il doit avoir les dimensions suffisantes pour intégrer :

- Un disjoncteur différentiel 300 mA
- Des portes fusibles côté AC si des fusibles de protections AC sont exigés par le fabricant du variateur/ onduleur
- Les organes de coupure de coupure d'urgence côté AC

### **Type et Caractéristiques**

Le coffret AC doit être modulaire, avec indice de protection au moins IP54 pour les installations intérieures et IP 65 pour les installations extérieures et résistant au UV.

### **Critères de choix**

En plus des caractéristiques ci-dessus mentionnées, le coffret AC doit avoir des dimensions permettant d'intégrer les organes de protections nécessaires.

## **6.8. Disjoncteur différentiel**

Le disjoncteur différentiel est un organe permettant de couper l'alimentation électrique en cas de fuite de courant afin de diminuer tout risque électrique lié à un défaut d'isolation. Il doit répondre aux exigences de la norme NF C 15-100.

### **Caractéristiques**

Il doit avoir au moins les caractéristiques suivantes :

- Sensibilité au courant de fuite de 300 mA
- Courant admissible : supérieur au courant max de la charge AC.

### **Critères de choix**

Le choix du disjoncteur différentiel doit se faire en fonction du courant max de la charge. Il doit avoir un ampérage égal à  $1,25 \times$  courant total des charges AC avec une sensibilité de 300 mA et doit être certifié conforme aux normes applicables.

## **6.9. Organes de coupure d'urgence**

Les organes de coupure d'urgence sont des dispositifs permettant de couper, en cas d'apparition d'un danger inattendu, les alimentations électriques : générateur photovoltaïque, autres sources, utilisations AC et DC.



La commande de ces appareils doit être rapidement et facilement accessible, située à proximité du champ photovoltaïque coté DC et des onduleurs/varianteurs côté AC. Au cas où le coffret AC est limitrophe au coffret DC, un seul bouton d'arrêt d'urgence pourra suffire.

Les organes de coupure d'urgences doivent se conformer aux normes CEI 60364-5-53, CEI 60947-5-1 et NFC 15-100.

### **Types**

La coupure d'urgence peut être assurée par une commande manuelle de l'organe de coupure ou par l'intermédiaire d'une action télécommandée.

Il existe deux types de bobine coupure d'urgence :

#### ***Bobine MX***

Une bobine MX se couple à un disjoncteur ou à un sectionneur. Dès que le contact est fermé (contact enclenché), la bobine MX est alimentée et déclenche mécaniquement le disjoncteur/sectionneur associé.

#### ***Bobine MN (à manque de tension)***

Une bobine MN est l'inverse de la bobine MX c'est-à-dire qu'elle doit être alimentée en permanence (à manque de tension pour que le disjoncteur/sectionneur reste enclenché). Dans ce cas le contact de l'arrêt d'urgence doit être normalement fermé.

### **Caractéristiques**

- Catégorie d'emploi (CEI 60947-5-1) : AC12 et AC15
- Intensité d'emploi : 2 à 6 A selon le type
- Tension d'alimentation : AC 230V, 380V  
DC : 24V, 48V
- Seuil de fonctionnement : 0,85 à 1,1 Un (MN) et 0,7 à 1,1 Un (MX)
- Diamètre des câbles de connexion : 1,5 mm<sup>2</sup>

### **Critères de choix**

En plus des caractéristiques ci-dessus mentionnées les composants et le bouton de coupure d'urgence doit être :

- A action directe et mécanique
- Étanche avec un indice de protection IP65 au minimum

## CONCEPTION ET DIMENSIONNEMENT DES SYSTÈMES DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE

Le dimensionnement d'une installation de pompage photovoltaïque nécessite l'analyse des besoins et des conditions d'exploitation.

Ces données vont permettre de déterminer les besoins en électricité à partir de la puissance de l'électropompe existante ou de la puissance et du type du groupe électropompe choisi pour la situation donnée.

Trois paramètres techniques délimitent le choix du groupé électropompe :

- la quantité d'eau requise par jour,
- la disponibilité de l'eau,
- la ressource solaire.

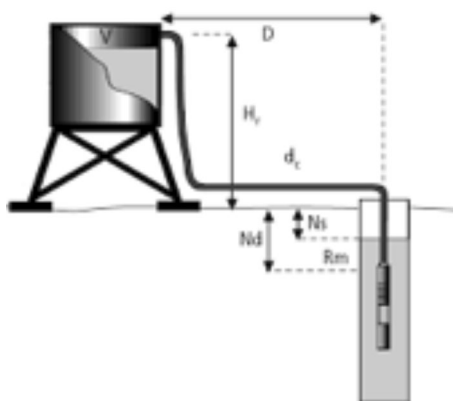
### 1. Définition du besoin électrique

Il convient dans un premier de déterminer les besoins en eau et la hauteur d'élévation (HMT)

#### 1.1. Détermination des besoins en eau

Les besoins en eau sont à déterminer conformément aux besoins des cultures à développer (voir tableau des besoins en eau)

#### 1.2. Hauteur manométrique totale



La hauteur manométrique totale exprimée en m ou en bar est déterminée selon la formule suivante :

$$HMT(m) = H_r + N_d + P_c$$

$H_r$  : hauteur du réservoir d'eau(m)

$N_d$  : niveau dynamique du forage(m)

$P_c$  = pertes de charge produites par le frottement de l'eau sur les parois des conduites.

Ces pertes sont fonction de la longueur des conduites, de leur diamètre, du débit de la pompe et du nombre d'appareils sur la canalisation (vannes, compteur, clapet anti-retour, coudes.....).

Ces renseignements se trouvent dans les catalogues constructeurs.

#### 1.3. Calculs des besoins électriques

Les besoins en eau sont nécessaires pour déterminer le type et la puissance de la pompe à installer et ce, en tenant compte de la hauteur manométrique totale (HMT). Les courbes caractéristiques des pompes permettent de choisir le type de la pompe à installer.

Calculer les besoins électriques consiste à calculer l'énergie électrique journalière consommée par le groupe électropompe choisi pour satisfaire les besoins en eau. Ces besoins électriques s'expriment en Wh/jour (ou kWh/jour).

Sur la base du groupe électropompe choisi, on peut déterminer les besoins électriques en tenant compte de la puissance appelée de la pompe et de la durée moyenne mensuelle de fonctionnement de la pompe par jour.

NB : les besoins en eau journalier devaient être déclinés en débit nominal en litres par seconde (l/s) sur la base du nombre d'heures de fonctionnement moyen journalier.

Les besoins électriques se calculent ainsi :

$$E_{elc} = P \cdot df$$

Avec

P : puissance appelée de la pompe en kW (à déterminer à partir de la fiche technique du groupe électropompe)

df : durée de fonctionnement de la pompe

La durée de fonctionnement de la pompe varie entre 6 heures et 10 heures en fonction des saisons. Pour le calcul des besoins électriques, se référer aux études de cas en annexe.

## 2. Evaluation du gisement solaire local

L'ensoleillement est habituellement exprimé en kWh/m<sup>2</sup>/j. Pour déterminer l'énergie solaire disponible, il faut disposer de tables statistiques d'irradiations ou recourir à des logiciels reconnus (PVSYST, PVGIS...).

### 2.1. Angle d'inclinaison optimale

Dans une chaîne photovoltaïque, et afin de limiter les pertes d'appariement, les modules photovoltaïques interconnectés doivent être identiques (même marque, type, puissance, année de fabrication, etc.) et avoir la même inclinaison et orientation pour assurer une production optimale d'un champ photovoltaïque sur toute l'année.

Orientation \ Inclinaison	O	SO	S	SE	E
0°	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
30°	0,90	0,96	1,00	0,96	0,90
60°	0,78	0,88	0,91	0,88	0,78
90°	0,55	0,66	0,68	0,66	0,55

**Figure 1: Impact de l'orientation et de l'inclinaison des modules sur le productible d'un module photovoltaïque**

Dans la pratique, et en cas de présence d'obstacles ou autres contraintes, l'orientation et l'inclinaison adoptées doivent être justifiées dans le dossier technique de l'installation.

L'inclinaison optimale est celle qui permet de satisfaire les besoins mensuels maximums et ceux du mois le moins ensoleillé avec la puissance photovoltaïque optimale (voir études de cas)

### 2.2. Contraintes d'ombrage

Lors de l'implantation du champ photovoltaïque et afin d'éviter l'ombrage généré par les obstacles et/ou les modules entre eux, la distance entre l'obstacle et le(s) module(s) photovoltaïque(s) doit être au moins 3 fois la hauteur de l'obstacle (côté Sud) et au moins 5 fois la hauteur de l'obstacle (Côté Est-Ouest).

### 3. Performance d'une installation de pompage photovoltaïque

#### 3.1. Puissance crête et performances des modules

La puissance indiquée sur les fiches techniques des modules est celle déterminée dans les Conditions Standard de Test (STC : Standard Test Conditions) :

- Niveau d'éclairement  $P_i = 1000 \text{ W/m}^2$ ,
- Température de cellule  $25^\circ\text{C}$ ,
- Coefficient Air Mass  $AM = 1.5$ .

La puissance du module diminue lorsque sa température augmente.

Cette variation de la puissance en fonction de la température se quantifie grâce au coefficient de température de la puissance  $K_T(P)$ .

Technologie	coefficient de température $K_T(P)$
silicium cristallin	De l'ordre de $-0.4/^\circ\text{C}$
silicium amorphe	De l'ordre de $-0.1/^\circ\text{C}$
CIS ou CIGS	De l'ordre de $-0.2/^\circ\text{C}$

Cela signifie que, la puissance d'un module photovoltaïque à une température bien déterminée sera égale à  $P(T) = P_{25^\circ\text{C}} \times \Delta T \times K_T(P)$

$P(T)$  : Puissance du module à la température réelle des cellules

$P_{25^\circ\text{C}}$  : Puissance du module à la température des cellules égale à  $25^\circ\text{C}$

$\Delta T$  : Température réelle des cellules -  $25^\circ\text{C}$

En plus de l'effet de la température, la pollution réduit considérablement l'énergie générée par les modules photovoltaïques, d'où l'intérêt de dépoussiérage périodique des modules surtout dans les régions exposées au vent du sable.

L'effet de la pollution pourrait engendrer une diminution de l'énergie produite par le module photovoltaïque pouvant dépasser 10% dans certaines régions du pays.

#### 3.2. Rendement de l'onduleur/variateur

Le rendement de l'onduleur/variateur est défini comme le rapport de la puissance de sortie (AC) sur la puissance d'entrée (DC) :

$$\eta_{\text{onduleur/variateur}} = \frac{\text{Puissance AC}}{\text{Puissance DC}}$$

Les fabricants indiquent généralement le rendement maximum de leur produit. En réalité, le rendement d'un onduleur/variateur dépend de la puissance qui y transite.

**Le rendement moyen d'un onduleur/variateur varie entre 90% et 96%**

#### 3.3. Calcul des Pertes

Le calcul des pertes permet de déterminer les sections des câbles à utiliser.

##### **Pertes par échauffement des câbles**

L'électricité produite par les modules photovoltaïques doit être transportée jusqu'au point de distribution. Ce transport s'effectue, par l'intermédiaire de câbles, avec des pertes d'énergie.

##### *Chute de tension régulière*

Le calcul de la chute de tension est effectué dans les conditions suivantes :

- La résistivité du câble est celle correspondante à la température maximale de l'âme en service normal ( $\rho = 1,25 \times \rho_0$ ) ;

- La tension de référence dans les calculs est la tension maximale de fonctionnement ;
- Le courant de référence dans les calculs est le courant maximal de fonctionnement;
- La chute de tension doit être calculée pour chaque câble de chaîne PV, chaque câble de groupe PV et pour le câble principal PV. On calcule ensuite le cumul des chutes de tension des câbles compris entre chaque chaîne et l'onduleur/variateur, et on retient le cumul le plus important.

$$u = 2 \times \rho \times \frac{L}{S} \times I_{\text{mppSTC}}$$

$$\Delta u \text{ (en \%)} = 100 \times \frac{u}{U_A}$$

Avec :

L est la longueur du câble (en mètre)

S est la section du câble (en mm<sup>2</sup>)

$\rho$  est la résistivité du conducteur en  $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$

La résistivité du conducteur est une donnée du fabricant et dépend du matériau :

Pour le Cuivre  $\rho_{70} = 1,25 \rho_0 = 0,02314 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$  à 70°C

La résistance du câble, définie ci-dessus, provoque une chute de potentiel entre le départ du câble et la fin du câble. Les chutes de tension maximales doivent être :

- Inférieure à 2% entre le générateur photovoltaïque et l'onduleur/variateur
- Inférieure à 1% entre l'onduleur/variateur et le groupe électropompe

### **Autres pertes**

D'autres pertes diverses peuvent faire baisser la performance de l'installation photovoltaïque. Il s'agit typiquement de :

- La disparité inévitable entre les cellules d'un module (théoriquement, toutes les cellules d'un module doivent être semblable électriquement).
- La tolérance en puissance des modules (la puissance crête annoncée sur les fiches techniques des modules est donnée à une tolérance positive pouvant atteindre 5 Wc, en général. Cette caractéristique des modules est un élément qualitatif important de l'installation.

### **3.4. Rendement global de l'installation de pompage photovoltaïque**

En tenant compte des différentes pertes citées ci-dessus, le rendement de l'installation photovoltaïque à partir de l'énergie fournie par le générateur est donné par les formules suivantes :

$$\eta = \eta_{\text{onduleur/variateur}} \cdot (1 - \text{pertesAC} + \text{DC})$$

En plus de ce rendement, il faut prendre en considération l'effet de la pollution et de la température du site sur le productible du générateur photovoltaïque d'une puissance crête bien déterminée tout en supposant que l'effet du mismatch (dispersion des caractéristiques des modules) est absorbé par la tolérance positive de la puissance crête réelle par rapport à celle mentionnée dans la fiche technique.

Donc, en fonction de la saison et de la région de l'implantation, le rendement global de l'installation est à corriger par un coefficient allant de 0.8 (été, zone 3) à 1 (hiver, Zone 1).

Pour le dimensionnement du générateur photovoltaïque, on a réparti la Tunisie en trois zones :

- Zone1 (Z1) : Zone géographique composée par les gouvernorats de Kef, Jendouba, Béja, Siliana, Bizerte et Kasserine
- Zone2(Z2): Zone géographique composée par les gouvernorats du grand Tunis, Zaghouan, Nabeul, Sousse, Monastir, Kairouan, Mahdia et Sfax
- Zone3 (Z3) : Zone géographique composée par les gouvernorats de Sidi Bouzid, Gafsa, Tozeur, Kébili, Médenine, Tataouine et Gabes.

Ainsi, le rendement global de l'installation calculée sur la base de la puissance crête des modules photovoltaïques varie entre  $\eta_{\text{Global}} = \eta$  et  $\eta_{\text{Global}} = 0,8\eta$ .



La température maximale des modules photovoltaïques varie entre 60°C et 80°C,

Zone géographique	Z1		Z2		Z3	
Saison	hiver	été	hiver	été	hiver	été
$\eta_{Global} =$	$\eta$	$0.9 \eta$	$0.95 \eta$	$0.85 \eta$	$0.9 \eta$	$0.8 \eta$
<b>Température maximale du module</b>	<b>60°C</b>		<b>70°C</b>		<b>80°C</b>	

#### 4. Puissance crête du générateur photovoltaïque

L'évaluation du gisement solaire et la quantification des diverses pertes et des rendements des composants permettent, à partir de ce qui précède, de calculer le productible d'une installation de pompage photovoltaïque.

La puissance crête du générateur photovoltaïque d'une installation de pompage se détermine de la façon suivante :

$$P_c = \frac{\text{Besoin journalier}}{\eta_{Global} \cdot E_i}$$

Avec :

PC est la puissance crête du champ photovoltaïque.

Eiest l'irradiation solaire journalière reçue par une surface unitaire (1 m²) du champ photovoltaïque, en prenant en compte l'orientation et l'inclinaison de celui-ci.

En fonction de la courbe de la puissance du groupe électropompe, il est recommandé de déterminer la puissance crête du générateur photovoltaïque permettant de satisfaire les besoins en eau du client.

#### 5. Dimensionnement du champ photovoltaïque

Pour déterminer un nombre provisoire de modules, il faut diviser la puissance crête totale du générateur photovoltaïque par la puissance crête du module solaire choisi.

Le nombre provisoire de modules est un nombre entier qui se calcule donc de la façon suivante :

$$\text{Nombre provisoire de modules} = \frac{\text{Puissance totale (Wc)}}{\text{Puissance d'un module (Wc)}}$$

##### 5.1. Nombre de modules par chaîne

UDCmax est la tension d'entrée DC maximale qui est admise aux bornes l'onduleur/variateur. En cas de dépassement de cette limite, l'onduleur/variateur peut subir des dommages qui ne sont pas couverts par la garantie. Sur la base de la tension maximale des modules photovoltaïques, on calcule le nombre maximum de modules photovoltaïques par chaîne Nmax/chaîne. Pour assurer le fonctionnement du système de pompage à une température des cellules photovoltaïques égale à Tmax, le nombre minimal de modules par chaîne Nmin/chaîne est à déterminer selon UDCmin du variateur.

Le nombre optimal des modules photovoltaïques par chaîne est à déterminer selon Umpp du variateur.

La tension maximale d'un module photovoltaïque est la tension en circuit ouvert à -10 °C.

La tension minimale d'un module photovoltaïque est la tension à Tmax.

Dans les spécifications du module photovoltaïque, UOC est généralement pour des conditions STC (25°C). Cela permet de calculer UOC -10°C et Umpp Tmax en appliquant le coefficient de température  $\beta$  fourni par le fabricant.

Cela donne les formules suivantes :

$$\frac{UDC_{max \text{ variateur}}}{U_{oc \text{ } -10^\circ C}}$$

$$N_{\min}/\text{chaîne} \geq \frac{U_{DC\min} \text{ variateur}}{U_{p\max} \text{ module PV à } T_{\max}}$$

$$N_{opt}/\text{chaîne} = \frac{U_{mpp} \text{ variateur}}{U_{p\max} \text{ module PV à } T_{\max}}$$

avec :

$U_{OC-10\text{ °C}} = (1 + (-35\text{ °C} \times \beta / 100)) \times U_{OCSTC}$ , si  $\beta$  exprimé en %/°C

$U_{OC-10\text{ °C}} = U_{OCSTC} + (-35\text{ °C} \times \beta / 1000)$  , si  $\beta$  exprimé en mV/°C

En l'absence de données sur  $\beta$ , la règle pratique suivante peut être utilisée :

$U_{OC-10\text{ °C}} = 1,13 \times U_{OCSTC}$

## 5.2. Nombre de modules en parallèle

La fiche technique des onduleurs/variateurs nous indique leur courant maximal admissible  $I_{\max}$ .

Le nombre maximum de chaînes photovoltaïques en parallèle se calcule par la formule suivante :

$$\text{nombre maximal de modules en parallèle} \leq \frac{I_{\max} \text{ du variateur}}{I_{sc} \text{ module à } T_{\max}}$$

En déterminant le nombre de chaînes et le nombre de modules par chaîne selon les critères ci-dessus mentionnés, on vérifie la compatibilité de la puissance crête ainsi déterminée avec la puissance maximale admissible de l'onduleur/variateur.

Le facteur de puissance qui représente le rapport entre la puissance du générateur photovoltaïque et la puissance de la pompe doit être supérieur à 1,4.

## 6. Choix de l'onduleur/variateur

L'onduleur/Variateur doit être choisi de manière à ce que :

- Le courant maximal d'entrée de l'onduleur/variateur soit supérieur au courant de court-circuit du générateur photovoltaïque à  $T_{\max}$ .
- La tension minimale d'entrée de l'onduleur/variateur soit inférieure à la tension délivrée par le générateur photovoltaïque à  $T_{\max}$ .
- La tension maximale d'entrée de l'onduleur/variateur soit supérieure à la tension à circuit ouvert du générateur photovoltaïque à  $-10\text{ °C}$ .
- La tension de sortie de l'onduleur /variateur soit supérieure à la tension maximale du moteur
- La fréquence de l'onduleur /variateur variable en fonction de l'ensoleillement.
- Le courant de sortie maximal de l'onduleur variateur doit être supérieur au courant nominal du groupe électropompe.

De plus, il faut s'assurer que la puissance délivrée par l'onduleur/variateur à  $45\text{ °C}$  soit supérieure à celle du groupe électropompe en tenant compte des chutes de tension.

## 7. Dimensionnement des câbles DC

Le choix de la section des câbles de polarité côté DC s'effectue selon deux critères majeurs :

- Le courant admissible  $I_Z$  dans le câble.
- La chute de tension admissible dans le câble.
- Les acteurs classiques multiplicatifs de correction en courant (coefficient de mode de pose, coefficient prenant en compte le nombre de câbles posés ensemble, coefficient tenant compte de la température ambiante et du type de câble).

### 7.1. Courant admissible des câbles dans la partie DC

Le dimensionnement des câbles est à effectuer conformément aux règles de la norme NFC15-100 et du guide UTE C15-105 sur la base de câbles à isolation PR, pour des courants maximums susceptibles de

les traverser y compris en cas de défaut.

Pour déterminer le courant admissible, les câbles sont dimensionnés en appliquant les facteurs classiques multiplicatifs de correction en courant (coefficient de mode de pose, coefficient prenant en compte le nombre de câbles posés ensemble, coefficient tenant compte de la température ambiante et du type de câble) :

**Iz doit être  $\geq$  à I'z**

$$I'z = \frac{I_b}{(K1 \cdot K2 \cdot K3)}$$

Avec les coefficients suivants :

- K1 : facteur de correction prenant en compte le mode de pose (= 1 pour câbles mono-conducteurs sur chemins de câbles perforés)
- K2 : facteur de correction prenant en compte l'influence mutuelle des circuits placés côte à côte (1 pour un seul circuit)
- K3 : facteur de correction prenant en compte la température ambiante et la nature de l'isolant (=1 si Ta = 30°C ; = 0,82 si Ta = 50°C ; = 0,71 si Ta = 60°C ; = 0,58 si Ta = 70°C)
- Ib : courant maximum d'emploi traversant les câbles
- I'z : courant maximum admissible du câble en tenant compte des conditions de pose
- Iz : courant maximum admissible du câble choisi : données fabricant (Iz doit être  $\geq$  à I'z)

En fonctionnement normal, le courant maximal d'emploi, côté générateur photovoltaïque, doit être pris égal à  $1,25 \times ISC$ . Ainsi, on choisira toujours des sections de câbles dont le courant admissible Iz supérieur à  $1,25 \times ISC$ .

Le tableau suivant donne la valeur du courant maximal admissible IZ en fonction du nombre de chaînes en parallèles :

NC : Nombre de chaîne en parallèle	Valeur maximale du courant retour dans une chaîne (A)	Courant maximal admissible IZ (A)
<b>NC = 1</b>	0	$Iz \geq 1,25 \cdot ISC$
<b>NC = 2</b>	$1,25 \cdot ISC$	$Iz \geq 1,25 \cdot ISC$
<b>NC = 3</b>	$2 \times 1,25 \cdot ISC$	$Iz \geq 2 \times 1,25 \cdot ISC$ OU $Iz \geq 1,45 \times I_n$ (en cas de présence d'un fusible de courant nominal $I_n^*$ )
<b>NC <math>\geq 4</math></b>	$(NC - 1) \times 1,25 \cdot ISC$	$Iz \geq (NC - 1) \times 1,25 \cdot ISC$ OU $Iz \geq 1,45 \times I_n$ (en cas de présence d'un fusible de courant nominal $I_n^*$ )
<b>Valeur du courant admissible Iz dans les câbles DC en fonction du courant retour</b> * En cas de présence d'un fusible de courant nominal $I_n$ , celui-ci va couper le circuit lorsque le courant retour dépasse la valeur de $1,45 \times I_n$ . Le courant retour ne dépassera donc jamais cette valeur. Le courant maximal admissible Iz peut être pris au moins égal à $1,45 \times I_n$		

Le courant admissible d'un câble est la valeur maximale de l'intensité du courant pouvant parcourir en permanence ce conducteur sans que sa température soit supérieure à sa température spécifiée.

## 7.2. Chute de tension dans la partie DC

L'optimisation technico-économique conduit à réduire au maximum les chutes de tension dans la partie DC d'une installation photovoltaïque.

A une valeur de courant égal à  $I_{mppSTC}$  (STC : conditions d'essais normalisées), Les chutes de tension  $\Delta U$  maximales doivent être :

- Inférieure à 2% entre le générateur photovoltaïque et l'onduleur/variateur
- Inférieure à 1 % entre l'onduleur/variateur et le groupe électropompe

Avec  $\Delta U = (\rho L/S) \times I$

L : Longueur du câble (en mètre)

S : Section du câble (en mm<sup>2</sup>)

$\rho$  : Résistivité du conducteur en  $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$

## 8. Dimensionnement des câbles AC

Le choix des sections des conducteurs de phases s'effectue selon deux critères majeurs :

- Le courant admissible IZ dans le câble.
- La chute de tension admissible dans le câble.

### 8.1. Courant admissible dans la partie AC

La valeur du courant admissible d'un câble dépend du type de câble et est généralement donnée par le constructeur.

### 8.2. Chute de tension dans la partie AC

La chute de tension maximale autorisée entre les bornes AC de l'onduleur/variateur et le groupe électropompe est de 1 % à puissance nominale de l'onduleur/variateur.

Pour le dimensionnement des câbles côtés DC et AC, il faut confirmer les résultats déterminés à travers le calcul manuel à l'aide de logiciel de dimensionnement des câbles.

## 9. Choix des composants des organes de protection

Le choix des organes de protection se fait en respect des critères de choix mentionnés au chapitre II et en tenant compte du dimensionnement et des caractéristiques des composants de l'installation.

## INSTALLATION ET MISE EN SERVICE

### 1. Installation du champ photovoltaïque

#### 1.1. Choix de l'emplacement

Lors de l'installation de modules photovoltaïques, il convient d'effectuer au préalable les notes de calcul des structures y compris le mode de fixation.

Le choix de l'implantation des modules photovoltaïques doit prévoir un accès aisé à l'installation avec au moins une unité de passage sur un ou plusieurs côtés de chaque rangée de modules (Unité de passage = 90 cm). Dans la pratique, et en cas de présence d'obstacles ou autres contraintes, l'orientation et l'inclinaison adoptée doivent être justifiés dans le dossier technique de l'installation.

L'orientation du module doit être vers le plein Sud (Azimut 0°) avec quelques exceptions justifiées dans le dossier technique (obstacle, typologie des besoins en eau,...)

L'inclinaison (ou la pente) est l'angle que fait le module avec l'horizontale. L'inclinaison du module peut être déterminée :

- A l'aide d'une boussole.
- A l'aide d'une boussole, un gabarit et un niveau.
- A l'aide d'un inclinomètre (instrument de mesure d'une pente).

Il est recommandé de respecter l'inclinaison déterminée pour optimiser la puissance du système photovoltaïque en fonction des besoins en eau du client.

#### 1.2. Implantation des structures

La mise en œuvre de la structure porteuse des modules doit respecter les normes appliquées au niveau des constructions des maisons ou bâtiments et doit respecter les recommandations suivantes :

- La structure doit résister, avec les modules installés, aux surcharges du vent et à la neige, en accord avec les normes techniques de la construction et les résultats des notes de calcul ;
- La conception et la construction de la structure et le système de lestage, ou ancrage, du châssis du générateur photovoltaïque, permettront les dilatations thermiques nécessaires, sans charges de transmission qui peuvent affecter l'intégrité des modules, selon les indications du fabricant ;
- La structure supportant les modules doit être, en aluminium anodisé ou en acier galvanisé à chaud ou acier inoxydable ;
- Les boulons, les rondelles et écrous seront de dimension adéquate en inox ;
- Les éléments de fixation des modules et leurs propres structures ne doivent pas créer des zones d'ombre sur les modules photovoltaïques.

#### **Implantation d'un champ photovoltaïque sur toit terrasse**

Le choix du mode de fixation dépend des caractéristiques statiques du toit. Si le toit peut supporter une charge supplémentaire, le châssis du générateur photovoltaïque peut être installé indépendamment (procédé à ballast). Sinon il devra être fixé aux parties porteuses du bâtiment (par ancrage).

##### *Châssis lestée :*

Structure constituée de modules photovoltaïques rigides fixés sur un châssis support indépendante de la toiture (posée librement sur la toiture-terrasse). L'ensemble châssis – modules photovoltaïques comporte un système de lestage assurant sa stabilité vis-à-vis des charges de vent. La charge supplémentaire la plus convenable pour assurer la stabilité du générateur sur le toit est généralement des dalles de terrasse ou des dalles de fondations fabriquées spécifiquement. Au besoin, il faut poser une sous-couche composée de nattes de protection de la couverture contre les arêtes vives. Les châssis doivent être ancrés aux éléments en béton. Avec le procédé à ballast, la stabilité du générateur photovoltaïque est uniquement assurée par son poids propre et une charge supplémentaire ; il n'y a aucune fixation au toit.



*Figure 2*  
*Châssis lestés sur une toiture*



### *Châssis ancrée :*

Si le procédé de ballast est impossible pour des raisons statiques de la structure porteuse. Il faut alors ancrer solidement le générateur à des éléments porteurs du bâtiment. Pour ce faire, le châssis est monté sur des traverses qui sont soit fixées au plafond du dernier étage, soit sur l'attique. Il est à noter que l'étanchéité des points d'ancrage sur le toit doit être assurée.



*Figure 3*  
*Châssis ancré sur une toiture*

### *Préservation de l'étanchéité de la toiture*

Les travaux de mise en œuvre du champ photovoltaïque ne doivent pas altérer l'état du bâtiment : étanchéité, esthétique ou autre déformation pouvant nuire à son état général. Une vérification de la qualité de la toiture existante doit avoir lieu au préalable pour déterminer si la toiture existante est encore bonne pour la durée de vie de l'installation ou s'il y a lieu de la réparer avant d'entamer les travaux.

Pour les toitures revêtues de couches d'étanchéité, il est nécessaire d'adopter une mise en œuvre qui ne risque pas d'abîmer ou de détériorer la qualité de l'étanchéité.

### **Implantation au sol**

L'ancrage sur lequel repose le châssis du générateur photovoltaïque est réalisé par des fondations en béton sous la forme de semelle filante soit de fondations ponctuelles. Des dalles peuvent également être utilisées à titre exceptionnel, lorsque l'épaisseur du sol utilisable est trop mince.

Les fondations en béton sont généralement réalisées sur site, mais des éléments préfabriqués peuvent également être utilisés, avec l'avantage de pouvoir être mis en œuvre immédiatement et indépendamment des conditions météorologiques. La liaison de la fondation au châssis s'effectue soit par le biais d'éléments de fixation adaptés, soit par des réserves prévues dès la conception de la fondation.

Il est à préciser que la mise en œuvre des fondations en béton nécessite des travaux préliminaires de terrassement et de préparation du site. Par ailleurs une plateforme de drainage est recommandée en cas de présence de possibilité d'écoulement des eaux sur le site de l'installation photovoltaïque.

### **1.3. Fixation des modules**

Les modules photovoltaïques sont fixés par des rails supports de module et sont pressés contre les rails à l'aide de pince, de préférence dans la zone des quarts. Les pinces intermédiaires de chaque côté entre deux modules et les pinces latérales pour les premier et dernier modules d'une rangée. Les pinces doivent reposer suffisamment sur le cadre du module, conformément aux indications du fabricant.

Suivant les recommandations du fabricant des modules il est possible de fixer ces derniers avec des boulons écrous de dimension adéquate, généralement spécifiés par le fabricant, et dans ce cas tous les trous de fixation doivent être utilisés.

Pour les modules photovoltaïques sans cadre, les pinces de fixation sont plus larges et sont munies d'inserts en EPDM (Caoutchoucs en éthylène-propylène-diène monomère). Ces pinces doivent être certifiées par le fabricant des modules.

Sauf indication contraire du fabricant du module photovoltaïque :

- Les modules photovoltaïques peuvent être posés en portrait ou en paysage
- il est interdit de poser les modules en position inverse (Boîte de jonction en bas).

## **2. Installation de l'onduleur/variateur**

L'onduleur/variateur doit être installé :

- Dans un lieu sec et protégé du rayonnement direct du soleil des sources de chaleur et d'humidité,
- Dans un lieu aéré,
- Dans un local le plus proche du générateur photovoltaïque afin d'éviter des chutes de tension excessives
- En position verticale et fixé au mur avec les dispositifs prévus à cet effet.

Les câbles de raccordement doivent être fixés au mur à l'aide d'attaches adéquats ou d'embases à colliers « Colson » adaptées.

Les câbles (+) et (–) à l'entrée de l'onduleur/variateur doivent être clairement marqués.

### 3. Installation des organes de protection

- Les organes de protection doivent être installés dans un endroit accessible et protégé contre les intempéries et l'usage involontaire.
- Les dispositifs de protection doivent être mis en œuvre sur les deux polarités quelle que soit la configuration de l'installation.
- Les parafoudres doivent être installés de manière à pouvoir être vérifiés et isolés de la source photovoltaïque. Ils sont à installer conformément aux exigences de la norme NF EN 61643-11 (C 61-740) et selon les prescriptions du guide UTE-C 15-443.
- Le raccordement à la borne de terre et aux bornes + et – du parafoudre s'effectue avec un conducteur de section minimale égale à 6 mm<sup>2</sup> Cu ou équivalent

#### 3.1. Mise en œuvre des boîtes de jonction et des coffrets DC

##### A. Boîtes de jonction

L'utilisation d'une boîte de jonction à proximité du générateur photovoltaïque, en amont du câble photovoltaïque principal, est exigée dans les cas suivants :

- Lorsque le nombre de chaînes de module est strictement supérieur à 2 et la protection par fusibles est nécessaire.
- Lorsque la distance entre le champ photovoltaïque et l'onduleur/variateur dépasse 10 mètre et qu'une protection contre la foudre est recommandée.
- Lorsque la coupure d'urgence est exigée.

Les boîtes de jonction doivent être installées à proximité (à moins de 2 mètres) de la sortie des chaînes photovoltaïques.

##### B. Coffrets DC

L'utilisation d'un coffret DC à proximité de l'onduleur/variateur, est exigée dans les cas suivants :

- En absence de boîte de jonction ;
- Lorsque la distance entre le champ photovoltaïque et l'onduleur/variateur dépasse 10 mètre et qu'une protection contre la foudre est recommandée.
- Lorsque la coupure d'urgence est exigée

Les coffrets DC doivent être installés à proximité (à moins de 3 mètres) de l'entrée photovoltaïque de l'onduleur/variateur.

Les éléments suivants sont à prendre en considération pour le choix et l'installation des boîtes de jonction et des coffrets DC :

- Enveloppe non propagatrice de la flamme, classe II IP65, résistant aux rayons UV si elle est installée en dehors du local technique, avec ouïe de ventilation et porte transparente
- Pénétration et sorties de câbles DC par connecteurs MC4
- Pénétration du câble de terre V/J 6 mm<sup>2</sup> par presse-étoupe
- Séparation physique des pôles positifs et négatifs en entrée et en sortie.
- De dimension permettant de fixer tous les composants (Fusibles, parafoudres, sectionneurs, coupure d'urgence,...) en fonction de la configuration adoptée.

#### 3.2. Mise en œuvre des coffrets AC

L'utilisation d'un coffret AC au niveau du local technique est exigée en cas d'une charge AC.

Les éléments suivants sont à prendre en considération dans le choix et l'installation du coffret AC :

- Enveloppe non propagatrice de la flamme, classe II et IP65,
- De dimensions permettant d'implanter les organes de protection exigés (disjoncteur différentiel, la coupure d'urgence côté AC, ...),
- Pénétration et sorties de tous les câbles par presse-étoupes.

La mise en œuvre des boîtes de jonction, des coffrets DC et des coffrets AC devront se conformer aux dispositions constructives suivantes :

- Etre implantées en un lieu accessible pour les exploitants et comportant des étiquettes de repérage et de signalisation du danger. Les étiquettes doivent être facilement visibles et fixées d'une manière durable pour résister aux intempéries (température, humidité, UV,...)
- Chaque chaîne du champ photovoltaïque doit pouvoir être déconnectée et isolée individuellement par le biais de porte fusible ou d'autres liaisons déconnectables (connecteur débrochable par exemple) mais sans risque pour l'opérateur.
- Lorsque la protection par fusibles s'impose, ils doivent être appropriés pour le courant continu et installés à la fois sur la polarité positive et négative de chaque chaîne.
- Une disposition des bornes positives et négatives de telle sorte que les risques de court-circuit durant l'installation ou la maintenance soient improbable
- Un marquage visible et inaltérable indiquant que les parties actives internes à ces boites peuvent rester sous tension après sectionnement de l'onduleur/variateur courant continu.

## 4. Cablage

### 4.1. Partie courant continu

Les câbles de la partie DC d'une installation photovoltaïque doivent :

- Etre Protégés des conditions climatiques sévères et des rayonnements UV afin de ralentir le processus de vieillissement et de minimiser les risques de point chaud et d'arc.
- Cheminer côte à côte et le câble d'équipotentialité doit emprunter le même cheminement pour éviter les boucles de câblage préjudiciable en cas de surtensions dues à la foudre.
- Etre posés sans contact avec des arrêtes tranchantes pour éviter les dommages mécaniques; des protections contre les risques de cisaillement devront être installées aux endroits à risques.
- Etre choisis et mis en œuvre de manière à réduire au maximum le risque de défaut à la terre ou de court-circuit ; cette condition est assurée en utilisant des câbles mono-conducteurs d'isolement équivalent à la classe II (isolation double).
- Cheminer dans des conduits fermés, non encastré, distinct de ceux des circuits alternatifs, sauf ponctuellement au niveau des croisements.
- Respecter les rayons de courbure minimaux. Des précautions nécessaires sont à prendre pour éviter qu'une traction exercée sur le câble ne se répercute sur les boites de jonction et les coffrets DC.
- Etre posés et protégés en utilisant des matériels de fixation et de protection appropriés. Les options de fixation listées ci-après sont à utiliser :
  - Tube PVC: pour le passage sous terrain des câbles
  - Tube IRO : pour le passage des câbles pour les passages des câbles à l'intérieur des locaux.
  - Tube annelé (gainex) : au passage des murs et pour la protection des câbles aux extrémités des chemins de câbles métallique
  - Chemins de câble métallique: derrière les modules, sur toiture et dans les zones externes exposées au soleil et aux intempéries.
  - Colliers de câblage: métallique au niveau des zones externes exposées au soleil et aux intempéries.

### Usage des connecteurs

Tous les points de connexions nécessaires à la réalisation d'une chaîne photovoltaïque dont la tension à vide maximale est supérieure à 60 V, doivent être assurés par des connecteurs y compris à ses extrémités.

Pour garantir la qualité de la connexion et limiter les risques d'arc électrique pouvant créer des incendies, chaque couple de connecteurs mâle-femelle à assembler doit être de même type et même marque.



Figure 4  
Connecteur DC mâle-femelle

Les connecteurs devront être de type MC4, adaptés à la section des câbles, conformes à la norme NF EN 50521. Leur sertissage devra être réalisé conformément aux préconisations du fabricant et avec le matériel à sertir adapté.

## 4.2. Partie courant alternatif

Le câblage AC est à effectuer de la sortie de l'onduleur/variateur jusqu'au coffret AC. Pour toutes les configurations, le câble entre onduleur/variateur et le groupe électropompe doit être de section minimale 10 mm<sup>2</sup>. La section est à choisir afin que la chute de tension entre l'onduleur/variateur et le groupe électropompe soit inférieure à 1% et permettant de supporter un court-circuit côté AC pendant au moins deux secondes.

Un disjoncteur de coupure différentiel de sensibilité 300 mA et de calibre supérieur au courant maximal de sortie de l'onduleur/variateur est à installer au niveau du coffret AC avec étiquette numérotée pour repérage. Cela permet la coupure de l'onduleur/variateur et assurer la protection en cas de court-circuit à la sortie de l'onduleur/variateur.

## 4.3. Mise à la terre des composants d'une installation de pompage photovoltaïque

Conformément à la norme C15-100 et au guide UTE C15-712-1, toutes les masses de l'installation photovoltaïques sont à relier à la terre. Ceci inclut les cadres de tous les modules, tous les éléments de la structure, les chemins de câbles métalliques, les armoires métalliques, les coffrets électriques, l'onduleur/variateur et les parafoudres.

L'Installateur aura à sa charge la fourniture de tous les accessoires de mise à la terre nécessaire : cosses, visserie, raccords, cosses en C, etc. Des connexions adaptées seront utilisées afin d'éviter tout couple électrochimique entre le cuivre et l'aluminium.

En particulier, la mise à la terre des modules sera réalisée à l'aide de connecteurs Terragrif pour les modules, et la mise à la terre des éléments de la structure est à réaliser à l'aide de plots (serre-fils) de mise à la terre et rondelles bimétal.

La mise à la terre des modules, ainsi que le câblage des branches de modules, seront réalisés de manière à limiter toute création de boucle pouvant entraîner des surtensions.

Ceci inclut la fourniture et mise en place d'un câble principal de terre Cu V/J de section 10 mm<sup>2</sup> depuis la boîte de jonction et jusqu'au coffret DC. Les dérivations de terre à partir de ce câble principal seront réalisées en câble V/J de section 6 mm<sup>2</sup>.

L'Installateur réalisera également le raccordement du câble de terre principal de l'installation photovoltaïque à la barrette de terre principale existante au niveau du local technique.

L'objectif essentiel est de minimiser les dangers pour les personnes, ainsi que les dommages pouvant intervenir sur le système électrique connecté pendant l'exploitation et la maintenance, dans toutes les conditions spécifiques de l'environnement du site.

Le câblage des piquets de t au niveau du regard de terre est à faire par un câble de section minimale de 16 mm<sup>2</sup>

## 5. Signalisation

### 5.1. Identification des composants

Les principaux composants constituant l'installation photovoltaïque devront être identifiés et repérés par des étiquettes facilement visibles et fixées d'une manière durable en correspondance avec les plans et schémas de l'installation :

- Boîtes de jonction ;
- Coffrets DC et AC ;
- Câbles DC et AC (tenant et aboutissant avec repérage des polarités pour les câbles DC) ;
- Sortie onduleur/variateur ;
- Dispositifs de protection et sectionnement ;
- Disjoncteurs de branchement ;
- Dispositifs de coupure d'urgence.

## 5.2. Etiquetage



Pour des raisons de sécurité à l'attention des différents intervenants (chargés de maintenance, contrôleurs, exploitants, services de secours,...), il est impératif de signaler la présence d'une installation photovoltaïque.

### ***Etiquetage sur la partie utilisation AC***

	<p>Une étiquette de signalisation est située à proximité de l'appareil de coupure générale courant alternatif</p>
---	---


### ***Etiquetage sur la partie DC***

Les boîtes de jonction, les coffrets DC et le chemin de câbles DC devront porter un marquage visible et inaltérable indiquant que des parties actives internes à ces boîtes peuvent rester sous tension même après sectionnement côté continu de l'équipement de conversion.

	<p><b>Etiquette portant la mention «Attention, câbles courant continu sous tension»</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>▪ Sur la face avant des boites de jonction</li><li>▪ Sur la face avant des coffrets DC</li><li>▪ Sur les extrémités es canalisations DC</li></ul>
	<p><b>Etiquette portant la mention « Ne pas manœuvrer en charge »</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>▪ A l'intérieur des boites de jonction et coffrets DC</li><li>▪ A proximité des sectionneurs-fusibles, parafoudres débrochables</li></ul>

### ***Etiquetage équipement de conversion***

Tout équipement de conversion pouvant être alimenté par plusieurs sources doit porter un marquage indiquant qu'avant toute intervention il y a lieu d'isoler toutes les sources de tension.

	<p>Etiquette équipement de conversion et onduleur</p>
---	---

## 6. Mise en service

### 6.1. Inspection visuelle

Avant la mise en service d'une installation photovoltaïque autonome, une inspection visuelle de tous les composants et de leur fixation et serrage est à effectuer comme suit :

#### **Modules / chaines**

- Propres,
- Pincés bien serrés,
- Installation robuste et intacte,
- Câbles et connecteurs bien fixés,
- Boîtes de connexion de modules intactes,
- Alignement respecté, aucun module tordu,
- Respect du nombre de modules par chaîne, du nombre de chaînes par groupe.

#### **Boîte de jonction et coffret DC**

- L'intégrité,
- L'étanchéité,
- Fusibles intacts,
- Parafoudre non-enclenché,
- Interrupteurs sectionneurs de calibres appropriés et intacts,
- Câblage et mise à la terre bien serrés,
- Polarités respectées,
- Emplacement adéquat.

#### **Onduleur/variateur**

- Installé selon manuel,
- L'aération/la ventilation assurée,
- Fréquence, tension et puissance appropriées,
- Affichage selon manuel.

#### **Câbles**

- Sections et types de câbles respectés,
- L'intégrité,
- fixation,
- Protection mécanique.

#### **Connecteurs**

- L'intégrité,
- Placement.
- Sertissage.

#### **Mise à la terre**

- Types et sections respectées,
- Câbles bien fixés,
- Tous les composants de l'installation sont mis à la terre,
- Piquets de mise à la terre: nombre et type.



### ***Disjoncteur différentiel***

- Intact de calibre et sensibilité appropriés,
- Non-enclenché.

## **6.2. Mesures**

Pour effectuer les mesures nécessaires avant la mise en œuvre d'un système de pompage photovoltaïque, il faut disposer des équipements de mesures nécessaires (multimètre, pince ampèremétrique, boussole, densimètre, luxmètre...)

Les principales mesures à effectuer sont :

### ***Modules / chaines***

- UOC [V],
- ISC [A],
- Polarité CC.

### ***Câbles d'alimentation en DC***

- Contrôle de la résistance d'isolement,
- Chute de tension.

### ***Câbles d'alimentation en AC***

- Contrôle de la résistance d'isolement,
- Chute de tension.

### ***Onduleur/variateur***

- Courant et tension d'entrée,
- Courant et tension de sortie (AC),
- Fréquence de sortie.

### ***Mise à la terre***

- Résistance transitoire de la prise de terre.

## **7. Dossier technique**

L'installateur doit fournir, après l'achèvement des travaux, un dossier technique. Ce dossier technique doit comporter les éléments suivants :

- Un schéma électrique unifilaire de l'installation de pompage photovoltaïque,
- Plan des boîtes de jonctions et du coffret DC,
- Plan du coffret AC,
- La nomenclature des équipements installés mentionnant les caractéristiques et les références,
- Un plan d'implantation des différents composants et modules photovoltaïques ainsi que des liaisons (canalisations) correspondantes,
- Une description de la procédure d'intervention sur l'installation de pompage photovoltaïque et consignes de sécurité,
- Un projet de contrat de maintenance à signer avec le client.

## MAINTENANCE ET EXPLOITATION DE L'INSTALLATION DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE

La durabilité de l'installation photovoltaïque ne peut être pleinement assurée que si l'installation photovoltaïque est bien exploitée et entretenue, et son usage normal.

Une installation de pompage photovoltaïque doit faire l'objet d'un entretien et d'une maintenance régulière. Il est préconisé de réaliser les opérations associées à cette maintenance au minimum une fois par an. Ces opérations, par leur technicité et le danger inhérent à la manipulation de l'installation photovoltaïque, sont à effectuer par des intervenants formés et habilités.

En plus des opérations de maintenance à réaliser par une personne habilitée, l'installateur doit sensibiliser le client sur les bonnes pratiques d'exploitation du système et lui fournir des brochures simplifiées indiquant les méthodes et pratiques de l'exploitation du système photovoltaïque.

### 1. Isolement de l'installation de pompage photovoltaïque

Pour arrêter l'installation de pompage photovoltaïque, procéder selon les étapes suivantes :

1. Couper l'utilisation de l'installation (Disjoncteur différentiel en aval de l'onduleur/variateur)
2. Eteindre l'onduleur/variateur
3. Isoler les modules photovoltaïques (Utiliser le sectionneur dans le coffret DC/ boîte de jonction)

Lorsque l'installation est arrêtée, tous les voyants doivent être éteints.

A la fin de ces étapes, il y a lieu de tenir compte de l'omniprésence d'une tension entre les polarités positives et négatives des modules photovoltaïques.

### 2. Entretien et maintenance

La durée de vie d'une installation de pompage photovoltaïque dépend directement du soin qui sera apporté à l'entretien et à la maintenance périodique des composants.

#### 2.1. Types de maintenance et périodicité

On distinguera les trois types de maintenance suivants correspondant aux opérations de :

- Maintenance conditionnelle, basées sur une surveillance des paramètres significatifs de l'installation ;
- Maintenance prévisionnelle, exécutées en suivant les prévisions extrapolées de l'analyse et de l'évaluation des paramètres significatifs de la dégradation du bien (ex. : corrosion) ;
- Maintenance systématique, exécutées à des intervalles de temps préétablis et sans contrôle préalable de l'état du bien ni de ses éléments constitutifs ; la périodicité recommandée est d'un an.

Lors des visites de maintenance et autre que la réparation des anomalies constatées, les opérations suivantes sont à assurer systématiquement :

- Contrôle visuel de l'ensemble des parties accessibles de l'installation ;
- Recherche des points chauds éventuels sans démontage ;
- Vérification de l'absence de corrosion ;
- Contrôle visuel de l'état des câbles ;
- Contrôle de l'état des boîtes de jonction et des coffrets DC et AC ;
- Contrôle visuel des connexions ;
- Contrôle visuel des caractéristiques techniques de l'appareillage (fusibles, disjoncteurs parafoudres, ...) ;
- Test de la fonction coupure d'urgence ;
- Contrôle de la présence et du bon état de l'identification des composants ;
- Contrôle de la présence et du bon état de l'étiquetage ;
- Contrôle de la disponibilité des dossiers de plans de l'installation de pompage photovoltaïque à jour ;
- Nettoyage des modules photovoltaïques ;
- Vérification du fonctionnement de l'onduleur/variateur avec consignation de la production instantanée et de la production cumulée ;
- Vérification du maintien des conditions initiales de l'environnement des modules photovoltaïques ;
- Vérification des mises à la terre fonctionnelles ;
- Vérification du maintien des conditions d'exploitation et du maintien de la configuration initiale ;
- Vérification et dépoussiérage des tableaux électriques, resserrage des bornes.

## **B. Sécurité de l'intervention sur une installation de pompage photovoltaïque**

### *Risque du courant continu*

Le courant continu est dangereux pour le corps humain : à faible intensité, il provoque des désordres électrochimiques qui peuvent entraîner la mort et, à haute intensité, il provoque des brûlures très dangereuses. Les installations fonctionnant à moins de 50 V ne représentent pas de grand danger. Dès 120 V, il faut prévoir des mesures de protection spéciales par des agents habilités.

### *Habilitation du personnel*

Le personnel intervenant sur l'installation photovoltaïque doit être formé et habilité pour les travaux réalisés. La tension en sortie d'une chaîne de modules photovoltaïques reliés en série peut rapidement devenir dangereuse (choc électrique potentiellement mortel à partir de 60 V en courant continu, ce niveau de tension pouvant être atteint dès la mise en série de deux modules photovoltaïques).

Les intervenants effectuant le raccordement des modules et la mise en œuvre des équipements électriques doivent disposer de l'habilitation électrique concernée, selon la norme NF C 18-510 (habilitation symbole BP ou habilitation symbole BR « photovoltaïque »). Une dispense d'habilitation électrique n'est autorisée que pour certaines opérations spécifiquement décrites dans la norme NF C 18-510 (notamment l'interconnexion de modules à l'aide de connecteurs débrochables conformes à la norme NF EN 50521 sur une chaîne de tension à vide inférieure ou égale à 60 V en courant continu).

Les intervenants non habilités à effectuer les raccordements électriques ou à travailler à proximité de pièces nues sous tension ne doivent pas être amenés à effectuer des opérations de raccordement ou à pénétrer dans les zones de travail pouvant présenter un danger. En cours de chantier, des signalisations mises en place par le personnel électricien indiquent à tout intervenant extérieur le danger lié à la zone de travail.

## **3. Contrat de maintenance**

Un contrat de maintenance est à signer entre l'installateur et le client de l'installation de pompage photovoltaïque. Ce contrat doit spécifier au moins les éléments suivants :

- Aspects couverts par le contrat de maintenance et engagements des deux parties,
- Les conditions et modalités d'exploitation de l'installation de pompage photovoltaïque,
- Nombre de visites de maintenance préventive par an et leurs périodes,
- Délais d'intervention après la réception de la réclamation des pannes,
- Qualification de l'équipe intervenante,
- Documents à remplir lors des interventions,
- Durée du contrat,
- Tarifs des interventions, leur mise à jour et modalités de paiement,
- Les garanties des équipements et des interventions,
- Dispositions particulières et règlement des conflits.

## ANNEXES

### 1. Annexe 1 : Elements à considérer dans les études des structures

#### Vitesse de référence

##### Valeur de base de la vitesse de référence « $V_{b,0}$ »

La valeur de base de la vitesse de référence du vent, notée  $v_{b,0}$ , correspond à la vitesse moyenne sur 10 minutes observée à 10 m au-dessus du sol en terrain dégagé (maximum observé tous les 50 ans(\*)). Elle n'est fonction que de l'emplacement de l'ouvrage.

En se basant sur la carte de la vitesse du vent extraite du livre [Atlas des énergies pour un monde viable, édité par Syros en 1994] on détermine la vitesse de référence attribué au territoire Tunisien égal à 24 m/s

##### Vitesse de référence du vent « $v_b$ »

La vitesse du vent observable en rase campagne à 10 m de hauteur dépend, entre autres, de deux paramètres : la saison et la direction.

$$V_b = V_{b,0} \times C_{dir} \times C_{saison}$$

Les coefficients de direction et de saison sont généralement des facteurs de minoration de la vitesse de référence. Elles sont prises dans ce qui suit égal à 1.

##### Vitesse moyenne du vent « $V_m$ »

La vitesse moyenne du vent est celle qui sera observée sur la construction étudiée. Elle doit donc tenir compte de l'environnement de la construction, c'est-à-dire des turbulences observées à la hauteur (z) de l'élément recevant le vent. Elle sera notée  $v_m(z)$  tel que

$$v_m = v_b \times c_r(z) \times c_o(z)$$

Avec :

$c_r(z)$  : Coefficient de rugosité

$c_o(z)$  : Coefficient de l'orographie fonction du relief du site étudié

Le coefficient de rugosité est fonction de la catégorie du site et de la hauteur de l'installation

$$c_r(z) = k_r \times \ln \frac{z}{z_0} \text{ pour } z_{min} < z \leq 200$$

$$c_r(z) = c_r(z_{min}) \text{ pour } z \leq z_{min}$$

$$k_r = 0.19 \times \left( \frac{z_0}{0.05} \right)^{0.07}$$

#### Catégories de terrain

	Catégories de terrain	$z_0$ (m)	$z_{min}$ (m)	$k_r$
0	Mer ou zone côtière exposée aux vents de mer	0,003	1	0,1560
I	Lacs ou zone plate et horizontale à végétation négligeable et libre de tous obstacles	0,01	1	0,1698
II	Zone à végétation basse telle que de l'herbe, avec ou non quelques obstacles isolés (arbres, bâtiments) séparés les uns des autres d'au moins 20 fois leur hauteur	0,05	2	0,19
III	Zone avec une couverture végétale régulière ou des bâtiments, ou avec des obstacles isolés séparés d'au plus 20 fois leur hauteur (par exemple des villages, des zones suburbaines, des forêts permanentes)	0,3	5	0,2154
IV	Zone dont au moins 15 % de la surface sont recouverts de bâtiments dont la hauteur moyenne est supérieure à 15 m	1,0	10	0,2343



Figure 5  
Cartes des vitesses de vent  $V_{b,0}$  [m/s] estimées à partir du potentiel d'énergie éolienne

Source : [Atlas des énergies pour un monde viable, Syros, 1994]

### Pression dynamique de pointe $q_p(z)$

La pression dynamique de point est déterminée par la formule suivante

$$q_p(Z) = c_e(Z) \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_b^2$$

Avec :

Masse volumique de l'air, qui dépend de l'altitude, de la température et de la pression atmosphérique prévues dans la région lors des tempêtes. La valeur recommandée est 1,25 kg/m<sup>3</sup>.

$C_e(z)$  : coefficient d'exposition déterminé à partir du graphique de la figure 6

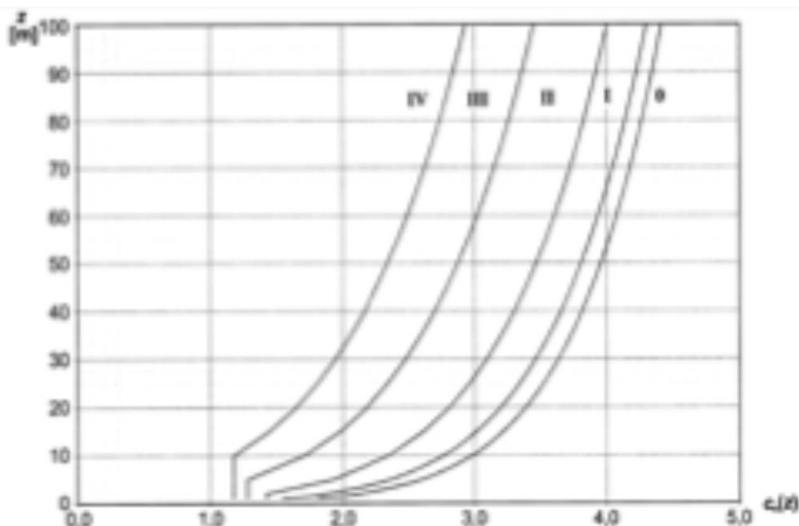


Figure 6

Représentation du coefficient d'exposition  $c_e(z)$  pour  $c_0 = 1,0$  et  $k_l = 1,0$

### Forces exercées par le vent

La détermination de forces exercées par le vent sur l'ensemble du champ photovoltaïque se fait en calculant ces forces à l'aide des coefficients via l'expression suivante

$$F_v = c_s c_d \cdot c_f \cdot q_p(Z_e) \cdot A_{ref}$$

Avec :

$c_s c_d$  : Coefficient structural pris égal à 1

$q_p(Z_e)$  : Pression dynamique de pointe à la hauteur de référence  $Z_e$

$C_f$  : Coefficient de force applicable à la construction égal à 1,8

$A_{ref}$  : Aire de référence de la construction

$C_e(z)$  : coefficient d'exposition déterminé à partir du graphique de la figure

### Equilibre d'une installation photovoltaïque sollicitée par les forces de vent

#### Equilibre au renversement

#### Calcul du ballast au point 2

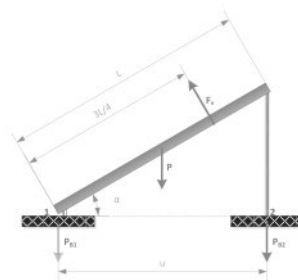
Pour le calcul du poids du ballast à placer au point 2 pour soutenir la résistance du châssis aux forces de renversement, en dépression, on considère le cas défavorable suivant :

Moment sollicitant dû au vent : équation d'équilibre autour du point 1 :

$$M_{F_v} = -0,75 \times L \times A \times F_v$$

Moment stabilisant dû au poids propre :

$$M_p = 0,5 \times u \times P$$



Ballast nécessaire pour stabiliser le point 2 au renversement :

$$P_{B2} = \frac{0,75 \times L \times A \times F_v - 0,5 \times L \cos \alpha \times P}{L \cos \alpha}$$

$$P_{B2} = \frac{0,75 \times L \times A \times F_v}{\cos \alpha} - 0,5 \times P$$

### Calcul du lestage au point 1

Moment sollicitant dû au vent : équation d'équilibre autour du point 2 :

$$M_{Fv} = c \times A \times F_v$$

Moment stabilisant dû au poids propre

$$M_{Fv} = - 0,5 \times u \times P$$

Ballast nécessaire pour stabiliser le point 2 au renversement :

$$P_{B1} = \frac{(0,75 \times L - L \times \sin^2 \alpha) \times A \times F_v - 0,5 \times L \cos \alpha \times P}{L \cos \alpha}$$

$$P_{B2} = \frac{(0,75 - \sin^2 \alpha) \times A \times F_v}{\cos \alpha} - 0,5 \times P$$

### Equilibre au Soulèvement

Soulèvement sollicitant dû au vent :

$$F_s = A \times F_v \times \cos \alpha$$

$$P_{B1+B2} = A \times F_v \times \cos \alpha - P$$

### Equilibre au Glissement

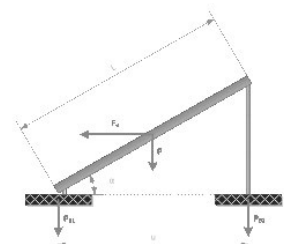
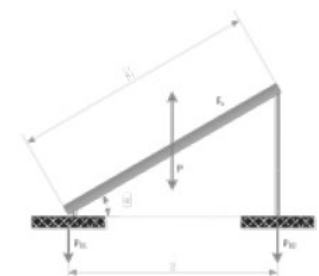
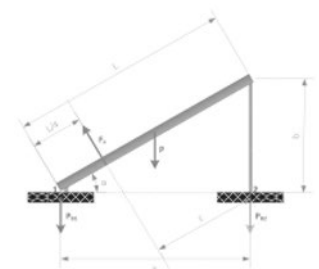
La résultante maximale parallèle au plan de toiture peut être provoquée par le vent en surpression ou en dépression en fonction de l'angle d'inclinaison et des coefficients de force. Cependant, en toiture plate, compte-tenu des inclinaisons des capteurs, du coefficient de frottement, la composante stabilisante du vent en surpression est toujours supérieure à la composante sollicitant en glissement. On n'étudiera donc que le vent en dépression.

Lorsque la toiture n'est pas horizontale, il faut en outre tenir compte que le ballast et le poids propre de l'installation, s'ils stabilisent l'installation solaire n'en provoquent pas eux-mêmes un glissement qui s'ajoute à celui provoqué par le vent.

Il convient donc de considérer pour le vent en dépression et la composante en glissement des charges permanentes :

$$P_{B1+B2} = \frac{A_{ref} \times F_0 \times (\sin \alpha - f \times \cos \alpha)}{F} \times P$$

Avec f : coefficient de frottement prise égal à 0.5





## 2. Annexe 2 : Etudes de cas

### Premier cas

Puissance de la pompe : 15 CV

#### 1. Détermination de l'inclinaison optimale :

L'inclinaison optimale est celle qui permet de produire la quantité maximale d'eau par an.

Pour les besoins spécifiques, il faut veiller à ce que les besoins mensuels maximums soit assurés par le générateur photovoltaïque en adoptant l'abaque de l'ensoleillement pour les différentes inclinaisons.

Exemple de la variation de l'ensoleillement en fonction de l'inclinaison pour les mois de Décembre et Août :

Ensoleillement (Source PVGIS)											
Mois	H (25)	H (30)	H (35)	H (40)	H (45)	H (50)	H (55)	H (60)	H (65)	H (70)	H (75)
Août	7420	7340	7220	7040	6830	6570	6260	5920	5540	5130	4680
Décembre	3560	3750	3930	4070	4190	4280	4350	4380	4380	4360	4300

L'inclinaison optimale dans ce cas est 35°.

#### 2. Puissance crête du générateur photovoltaïque

Sur la base de la pompe existante, on peut déterminer les besoins électriques en tenant compte de la durée moyenne de fonctionnement de la pompe.

La puissance en kW est  $15 \times 0,735499 = 11,0032$  kW

Le nombre moyen d'heures de fonctionnement pendant le mois de décembre est 6 heures et celui du mois d'Aout est de 10 heures.

La charge journalière moyenne est alors le produit de la puissance et le nombre moyen d'heures de fonctionnement de la pompe.

La puissance crête du générateur photovoltaïque d'une installation de pompage photovoltaïque se détermine à partir de la formule suivante :

$$P_c = \frac{\text{Charge journalière AC}}{\eta_{\text{Global AC}} \times E_i}$$

Avec :

- $P_c$  est la puissance crête du champ photovoltaïque.
- $E_i$  est l'irradiation solaire journalière reçue par une surface unitaire (1 m<sup>2</sup>) du champ photovoltaïque, en prenant en compte l'orientation et l'inclinaison de celui-ci.

$\eta_{AC} = \eta_{\text{variateur}} \cdot (1 - \text{pertes}_{AC+DC}) = 0.931$

Pour une installation de pompage située au grand Tunis (Z2) le rendement global est :

$\eta_{\text{Global AC}} (\text{Décembre}) = 0.95 \times \eta_{AC} = 0.884$

$\eta_{\text{Global AC}} (\text{Aout}) = 0.85 \times \eta_{AC} = 0.791$

Ainsi la puissance crête du générateur photovoltaïque pendant les mois de janvier et Août sont :

Puissance crête (kWc)	Décembre	Août
	19,044	18,344

La puissance crête qui répond aussi bien aux besoins du mois le moins ensoleillé et du mois le plus ensoleillés est 19,044 kWc

### 2.1. Dimensionnement du champ photovoltaïque

On choisit des modules de puissance 260Wc

<b>Puissance du module (kWc)</b>	<b>0,260</b>
<b>Uocstc (V)</b>	<b>37,800</b>
<b>Uoc (-10°C)(V)</b>	<b>41,921</b>
<b>Upmax (-10°C)(V)</b>	<b>35,156</b>
<b>Isc STC (A)</b>	<b>9,070</b>
<b>Isc (Tmax)(A)</b>	<b>9,347</b>
<b>Upmax STC(V)</b>	<b>31,700</b>
<b>Upmax (Tmax)(V)</b>	<b>26,269</b>

Puissance totale (Wc) puissance d'un module (Wc) =  $19044260 = 73.246 = 74$  modules

#### 2.1.1. Nombre de modules par chaîne :

$$N_{\min}/\text{chaîne} \leq \frac{UDC_{\max} \text{ variateur}}{(U_{oc} - 10^\circ \text{C})}$$

$$N_{\min}/\text{chaîne} \geq \frac{UDC_{\min} \text{ variateur}}{Up_{\max} \text{ module PV à } T_{\max}}$$

$$N_{\text{opt}}/\text{chaîne} = \frac{U_{\text{mpp}} \text{ variateur}}{Up_{\max} \text{ module PV à } T_{\max}}$$

#### 2.1.2. Nombre de modules en parallèle :

La fiche technique des régulateurs nous indique leur courant maximal admissible  $I_{\max}$ .

$$N_{\max} \text{ chaînes en parallèle} = \frac{I_{\max} \text{ variateur}}{I_{sc} \text{ module PV à } T_{\max}}$$

### 3. Choix du variateur de fréquence

Le variateur doit être choisi de manière à ce que :

- Le courant maximal d'entrée de l'onduleur/variateur soit supérieur au courant de court-circuit du générateur photovoltaïque à  $T_{\max}$ .
- La tension minimale d'entrée de l'onduleur/variateur soit inférieure à la tension délivrée par le générateur photovoltaïque à  $T_{\max}$ .
- La tension maximale d'entrée de l'onduleur/variateur soit supérieure à la tension à circuit ouvert du générateur photovoltaïque à  $-10^\circ\text{C}$ .
- La tension de sortie de l'onduleur /variateur soit supérieure à la tension maximale du moteur
- La fréquence de l'onduleur /variateur variable en fonction de l'ensoleillement.
- Le courant de sortie maximal de l'onduleur variateur doit être supérieur au courant nominal du groupe électropompe.

Le variateur doit être capable de fournir le courant de démarrage du groupe électropompe.

On choisit le variateur avec les caractéristiques suivantes :

<b>UDC max variateur (V)</b>	<b>800,000</b>
<b>UDC min Variateur (V)</b>	<b>250</b>
<b>UMPPT variateur (V)</b>	<b>550,000</b>
<b>I<sub>max</sub> variateur (V)</b>	<b>39,200</b>

Pour les modules choisis et en tenant compte de ce variateur :

- Le nombre minimal de modules en série est 10
- Le nombre optimal de modules en série est 20
- Le nombre de modules en série doit être inférieur ou égal à 22.
- Le nombre maximum de chaînes en parallèles doit être inférieur ou égal à 4.

Le champ photovoltaïque est alors composé de 4 chaînes en parallèle de 20 modules chacune.

Le facteur de puissance est ainsi : 1,89.

#### 4. Dimensionnement des câbles

Les chutes de tension  $\Delta U$  maximales doivent être :

- Inférieure à 2 % entre le champ photovoltaïque et l'onduleur/variateur(DC)
- Inférieure à 1 % entre l'onduleur/variateur et le groupe électropompe(AC)

Avec  $\Delta U = (\rho L/S) \times I$

L : Longueur du câble (en mètre)

S : Section du câble (en mm<sup>2</sup>)

$\rho$  : Résistivité du conducteur en  $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$

Résistivité  $\rho = 0.023 \Omega \text{mm}^2/\text{m}$

Uchaîne : 634 V

Nombre de chaîne : 4

Nombre de modules par chaîne : 20

DC	Distance (m)	section (mm <sup>2</sup> )	intensité (A)	R ( $\Omega$ )	$\Delta U/U(V)$
Chaîne - Boîte de Jonction DC - Coffret DC	15	6	8,200	0,058	0,149%
Coffret DC - variateur	1	6	32,8	0,004	0,040%
<b><math>\Delta U/U</math> Total (%)</b>					<b>0,19%</b>
AC	longueur	section (mm <sup>2</sup> )	intensité (A)	Z (cos $\phi=1$ )	$\Delta U$ (V)
Variateur - Coffret AC	100	70	17	0,0329	0,967
<b><math>\Delta U/U</math> Total (%)</b>					<b>0,42%</b>

#### 5. Organes de protection :

Nombre de modules en série : 20

Nombre de chaîne : 4

Organe de protection (nombre)	Boîte de jonction	Coffret DC	Coffret AC
Fusibles (04)	Tension = 1000V Courant = 12 A -	-	
Interrupteur sectionneur (01)	-	Tension = 1000V Courant = 63A	-
Disjoncteur différentiel (01)	-	-	courant de fuite 300mA courant = 63A
Parafoudre (01) si boîte de jonction proche du champ PV	Ucpv > 1000V Iscpv > 20k A	-	
Coupure d'urgence (01)	Courant = 6A 230 V AC		

## Deuxième cas

Puissance de la pompe : 5,5 CV

### 1. Détermination de l'inclinaison optimale

L'inclinaison optimale est celle qui permet de produire la quantité maximale d'eau par an. Pour les besoins spécifiques, il faut veiller à ce que les besoins mensuels maximums soit assurés par le générateur photovoltaïque en adoptant l'abaque de l'ensoleillement pour les différentes inclinaisons.

Exemple de la variation de l'ensoleillement en fonction de l'inclinaison pour les mois de Décembre et Août :

Ensoleillement (Source PVGIS)											
Mois	H(25)	H(30)	H(35)	H(40)	H(45)	H(50)	H(55)	H(60)	H(65)	H(70)	H(75)
Août	7420	7340	7220	7040	6830	6570	6260	5920	5540	5130	4680
Décembre	3560	3750	3930	4070	4190	4280	4350	4380	4380	4360	4300

L'inclinaison optimale est de 50°.

### 2 Puissance crête du générateur photovoltaïque

Sur la base de la pompe existante, on peut déterminer les besoins électriques en tenant compte de la durée moyenne de fonctionnement de la pompe.

La puissance en kW est  $5,5 \times 0,735499 = 4.045$  kW

Le nombre moyen d'heure de fonctionnement pendant le mois de décembre est 6 heures et celui du mois d'Aout est de 10 heures.

La charge journalière moyenne est alors le produit de la puissance et le nombre de fonctionnement moyen de la pompe.

La puissance crête du générateur photovoltaïque d'une installation de pompage photovoltaïque se détermine à partir de la formule suivante :

$$P_c = \frac{\text{charge journalière AC}}{\eta_{\text{GlobalAC}} \times E_i}$$

Avec :

PC est la puissance crête du champ photovoltaïque.

E<sub>i</sub> est l'irradiation solaire journalière reçue par une surface unitaire (1 m<sup>2</sup>) du champ photovoltaïque, en prenant en compte l'orientation et l'inclinaison de celui-ci.

$$\eta_{AC} = \eta_{\text{variateur}} \cdot (1 - \text{pertes}_{AC+DC}) = 0.931$$

Puisque le client se trouve au grand tunis (Z2) le rendement global est alors :

$$\eta_{\text{GlobalAC}} (\text{Décembre}) = 0.95 \times \eta_{AC} = 0.884$$

$$\eta_{\text{GlobalAC}} (\text{Aout}) = 0.85 \times \eta_{AC} = 0.791$$

Ainsi la puissance crête du générateur photovoltaïque pendant les mois de janvier et Août sont :

Puissance crête (kWc)	Décembre	Août
	6,412	7,781

La puissance crête qui répond aux besoins des mois le moins ensoleillé et le mois ou les besoins sont les plus élevés est 7,781kWc.

#### 2.1. Dimensionnement du champ photovoltaïque

On choisit des modules de 315Wc.

<b>Puissance d'un module (kWc)</b>	<b>0,315</b>
<b>Uoc STC (V)</b>	<b>45,960</b>
<b>Uoc (-10°C) (V)</b>	<b>50,971</b>
<b>Upmax (-10°C) (V)</b>	<b>40,768</b>
<b>Isc STC (A)</b>	<b>8,840</b>
<b>Isc (Tmax) (A)</b>	<b>9,048</b>
<b>Upmax STC (V)</b>	<b>36,760</b>
<b>Upmax (Tmax) (V)</b>	<b>30,462</b>

$$\text{Nombre provisoire de modules} = \frac{\text{Puissance totale (Wc)}}{\text{puissance d'un module (Wc)}} = \frac{7781}{315} = 24.7 = 25 \text{ modules}$$

Nombre de modules par chaîne :

$$N_{\min}/\text{chaîne} \leq \frac{\text{UDC max variateur}}{U_{oc} \text{ } -10^{\circ}\text{C}}$$

$$N_{\min}/\text{chaîne} \geq \frac{\text{UDCmin variateur}}{U_{pmax} \text{ module PV à Tmax}}$$

$$N_{opt}/\text{chaîne} = \frac{\text{Umpp variateur}}{U_{pmax} \text{ module PV à Tmax}}$$

#### 2.1.2. Nombre de modules en parallèle :

La fiche technique des régulateurs nous indique leur courant maximal admissible  $I_{max}$ .

$$N_{max}\text{chaînes en parallèle} = \frac{I_{max} \text{ variateur}}{I_{sc} \text{ module PV à Tmax}}$$

### 3. Choix du variateur de fréquence

L'onduleur/Variateur doit être choisi de manière à ce que :

- Le courant maximal d'entrée de l'onduleur/variateur soit supérieur au courant de court-circuit du générateur photovoltaïque à  $T_{max}$ .
- La tension minimale d'entrée de l'onduleur/variateur soit inférieure à la tension délivrée par le générateur photovoltaïque à  $T_{max}$ .
- La tension maximale d'entrée de l'onduleur/variateur soit supérieure à la tension à circuit ouvert du générateur photovoltaïque à  $-10^{\circ}\text{C}$ .
- La tension de sortie de l'onduleur /variateur soit supérieure à la tension maximale du moteur
- La fréquence de l'onduleur /variateur variable en fonction de l'ensoleillement.
- Le courant de sortie maximal de l'onduleur variateur doit être supérieur au courant nominal du groupe électropompe.

De plus, il faut s'assurer que la puissance délivrée par l'onduleur/variateur à  $45^{\circ}\text{C}$  soit supérieure à celle du groupe électropompe en tenant compte des chutes de tension.

L'onduleurs/variateur doit être capables de fournir le courant de démarrage du groupe électropompe.

On choisit le variateur avec les caractéristiques suivantes :

<b>UDC max variateur (V)</b>	<b>800,000</b>
<b>UDC min Variateur (V)</b>	<b>250</b>
<b>UMPPT variateur (V)</b>	<b>550,000</b>
<b>I<sub>max</sub> variateur (A)</b>	<b>16,500</b>

Pour les modules choisis et en tenant compte de ce variateur :

- Le nombre de modules en série doit être supérieur ou égal à 8.
- Le nombre de modules en série doit être inférieur ou égal à 19.
- Le nombre optimal de modules en série est 18.
- Le nombre maximum de chaînes en parallèles doit être inférieur ou égal à 1,8.

Le champ photovoltaïque est alors composé d'une chaîne de 19 modules.  
Le facteur de puissance est ainsi : 1,48

#### 4. Dimensionnement des câbles

Les chutes de tension  $\Delta U$  maximales doivent être :

- Inférieure à 2 % entre le champ photovoltaïque et l'onduleur/variateur(DC)
- Inférieure à 1 % entre l'onduleur/variateur et le groupe électropompe(AC)

Avec  $\Delta U = (\rho L/S) \times I$

L : Longueur du câble (en mètre)

S : Section du câble (en mm<sup>2</sup>)

$\rho$  : Résistivité du conducteur en  $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$

Résistivité  $\rho = 0.023 \Omega \text{mm}^2/\text{m}$

Uchaîne : 698,44 V

Nombre de chaîne : 1

Nombre de modules par chaîne : 19

DC	Distance (m)	section (mm <sup>2</sup> )	intensité (A)	R ( $\Omega$ )	$\Delta U/U(V)$
Chaîne - Coffret DC - variateur	20	6	8,84	0,007	0,194%
<b><math>\Delta U/U</math> Total (%)</b>					<b>0,19%</b>
AC	longueur	section (mm <sup>2</sup> )	intensité (A)	Z (cos $\phi=1$ )	$\Delta U (V)$
Variateur - Coffret AC	60	50	6	0,0276	0,287
<b><math>\Delta U/U</math> Total (%)</b>					<b>0,12%</b>

#### 5. Organes de protection

Nombre de modules en série :19

Nombre de chaîne : 1

Organes de protection (nombre)	Coffret DC	Coffret AC
Disjoncteur différentiel (01)	-	courant de fuite = 300mA courant = 25 A
Parafoudre (01)	Ucpv>1000V Iscpv>20k A	
Coupure d'urgence (01)	Courant=6A 230 V AC	



3. Annexe 4 : Schéma multifilaire de reference (installation de pompe photovoltaïque)

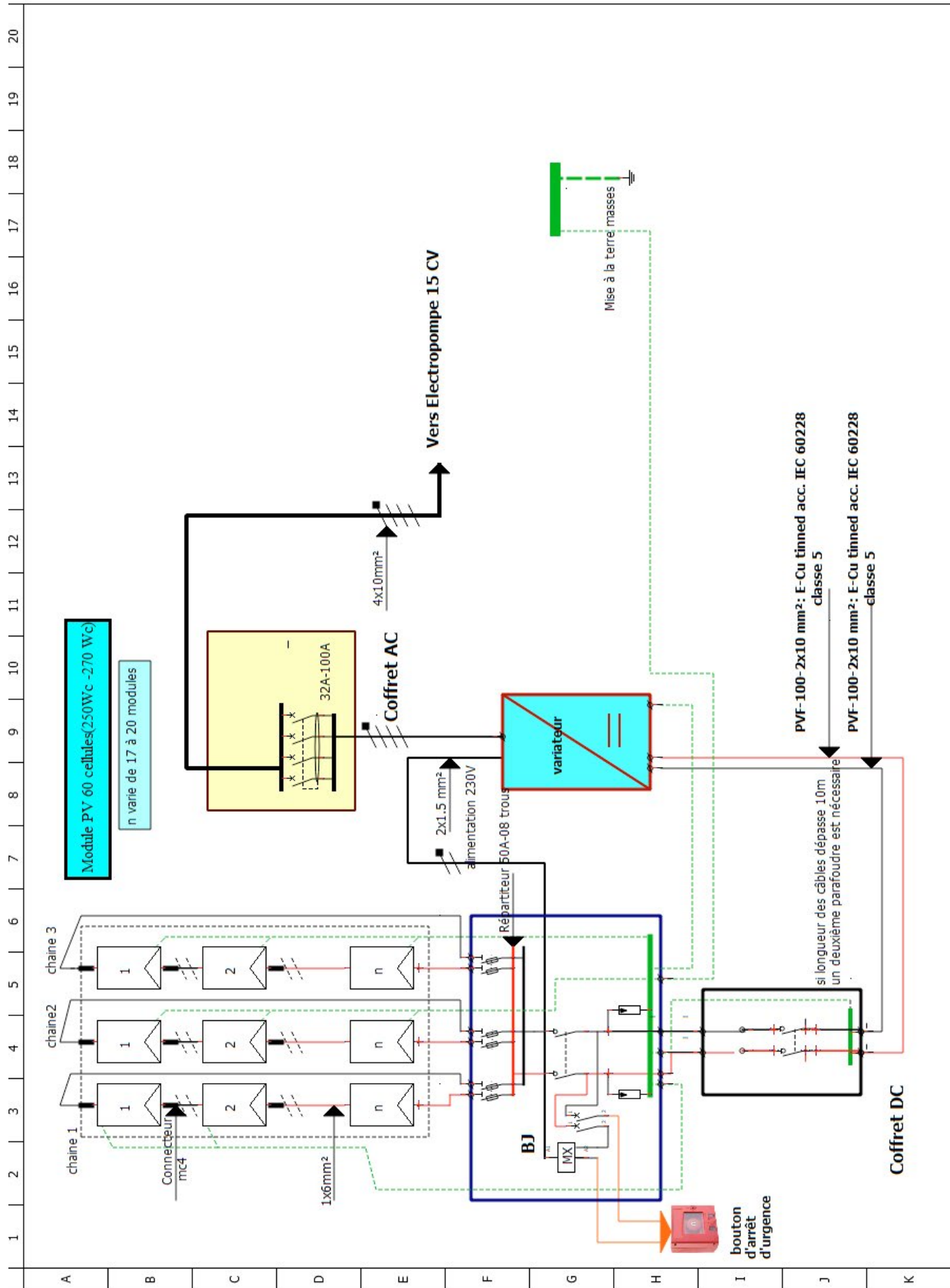
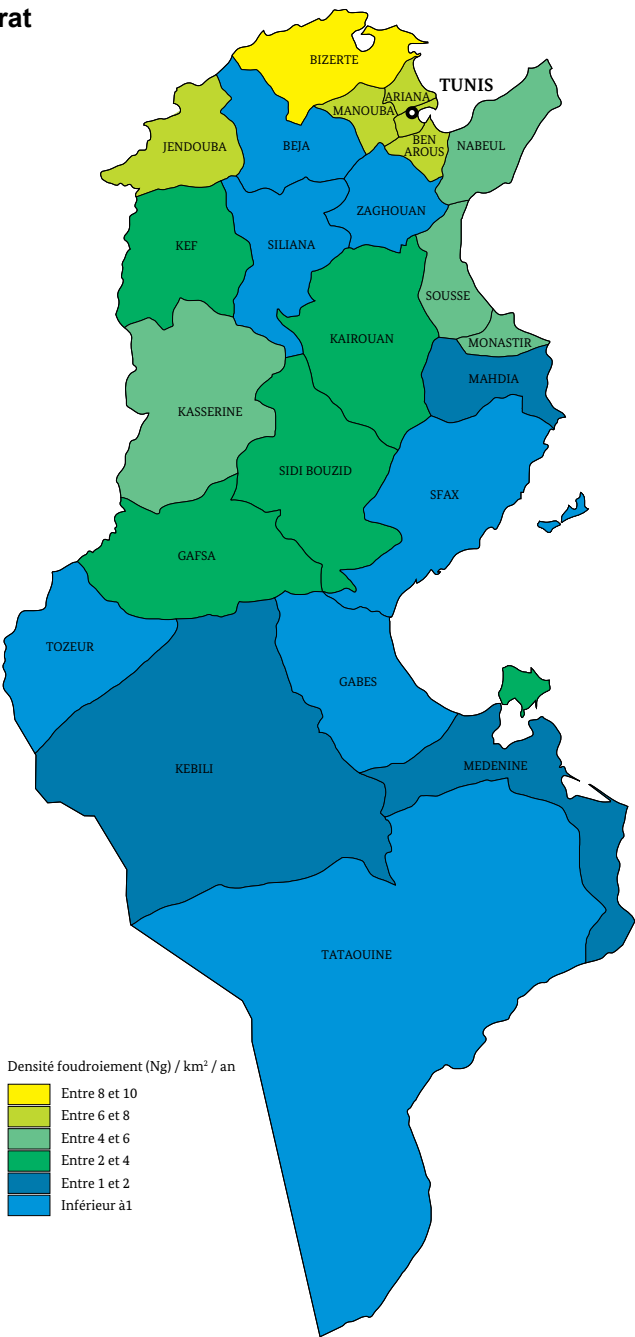


Schéma multifilaire d'une installation de pompe photovoltaïque

4. Annexe 5 : Niveau keraunique par gouvernorat

Gouvernorat ou région	Niveau Kéraunique
Bizerte	77
Béja	11
Jendouba	59
Grand Tunis	59
Nabeul	43
Zaghouan	10
Siliana	16
Le Kef	23
Sousse	47
Monastir	47
Kairouan	34
Mahdia	5
Sfax	14
Sidi Bouzid	22
Kasserine	46
Gafsa	23
Gabès	14
Djerba	25
Medenine	4
Kebili	3





Elaboré par

**Agence Nationale pour la Maitrise de l'Energie (ANME)**

Cité Administrative Montplaisir, Avenue de Japon B.P.213

T +216 71 906 900

F +216 71 904 624

E [boc@anme.nat.tn](mailto:boc@anme.nat.tn)

W [www.anme.nat.tn](http://www.anme.nat.tn)

En partenariat avec

Projet de Renforcement du Marché Solaire en Tunisie

**Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH**

B.P. 753, 1080 Tunis-Cedex Tunesien / Tunisie

T +216 71 901 355

F +216 71 908 960

E [info@giz.de](mailto:info@giz.de)

W [www.giz.de](http://www.giz.de)

Responsables

**Karim Nefzi, ANME**

**Mohamed Ali Farhat, ANME**

**Sana Kacem, ANME**

**Mohamed Maghrebi, GIZ**



